

Teil I

Emissionsrechtehandel (EH)

**Bearbeitungsstand:
März 2005 ***

* Besonders relevante Aktualisierungen und Ergänzungen im Hinblick auf die Adressaten des Leitfadens, die sich bis Juli 2005 ergeben haben, sind noch aufgenommen worden.

1 Einführung und Rahmenbedingungen

Im Rahmen der Verhandlungen der UN-Klimarahmenkonvention wurde im Dezember 1997 im Protokoll von Kyoto festgelegt, dass die Staaten zur Einhaltung ihrer Reduktionsziele für die Jahre 2008 - 2012 auch Zertifikate handeln können (siehe Artikel 17 Kyoto-Protokoll). Die Regelungen und Anforderungen aus dem Kyoto-Protokoll, die durch die **Marrakesh Accords** näher ergänzt worden sind, beziehen sich auf **ein internationales Emissionshandelssystem auf der Ebene von Vertragsstaaten**, jedoch nicht auf der Ebene von Unternehmen.

Um die Ziele des Kyoto-Protokolls und des *Burden Sharing Agreements* möglichst kostengünstig zu erreichen, wurde ein System zum EU-weiten Handel mit CO₂-Emissionsberechtigungen auf Unternehmensebene, der **EU-Emissionsrechtehandel**, implementiert. Eine entsprechende Richtlinie, die EU-Emissionshandelsrichtlinie 2003/87/EG vom 13. Oktober 2003 verpflichtet die EU-Mitgliedstaaten, ein „System zum Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten in der Gemeinschaft“ einzurichten. Die **erste Zuteilungsperiode** des EU-Emissionsrechtehandels umfasst den 3-Jahres-Zeitraum **2005 - 2007**. Die nächste fünfjährige Zuteilungsperiode beginnt 2008 und endet 2012 und fällt mit der ersten Verpflichtungsperiode des Kyoto-Protokolls zusammen.

Während in Deutschland mit dem umweltpolitischen Instrument Emissionsrechtehandel kaum praktische Erfahrung vorliegt, ist der Handel mit Emissionsberechtigungen in den USA seit langem fester Bestandteil der Umweltpolitik und kommt dort auf nationaler und einzelstaatlicher Ebene zur Verbesserung der Luftqualität, aber auch in den Bereichen Gewässerschutz oder Flächenmanagement zur Anwendung. Im Bereich Klimaschutz wurden in den letzten Jahren zunächst in Dänemark und Großbritannien erste Handelssysteme für CO₂-Emissionen implementiert (siehe dazu Kapitel 1.7.1). Auch einige große Mineralölkonzerne, z. B. BP und Royal Dutch/Shell hatten bereits intern mit CO₂-Emissionen gehandelt, wobei diese Pilotprojekte nach Einführung des EU-Emissionsrechtehandels abgeschlossen worden sind. Auch in Ländern außerhalb der Europäischen Union sind Emissionshandelssysteme zum Teil bereits implementiert (siehe Norwegen und New South Wales, Australien) oder befinden sich im Aufbau.

In Deutschland wurde Anfang 2001 unter Federführung des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) eine „Arbeitsgruppe Emissionshandel zur Bekämpfung des Treibhauseffektes“ (AGE) gegründet, die seither im Abstand von 4 - 6 Wochen tagt und die Entwicklung der

Richtlinie sowie die nationale Umsetzung des EU-Emissionshandels in Deutschland begleitet (siehe Kapitel I.1.5).

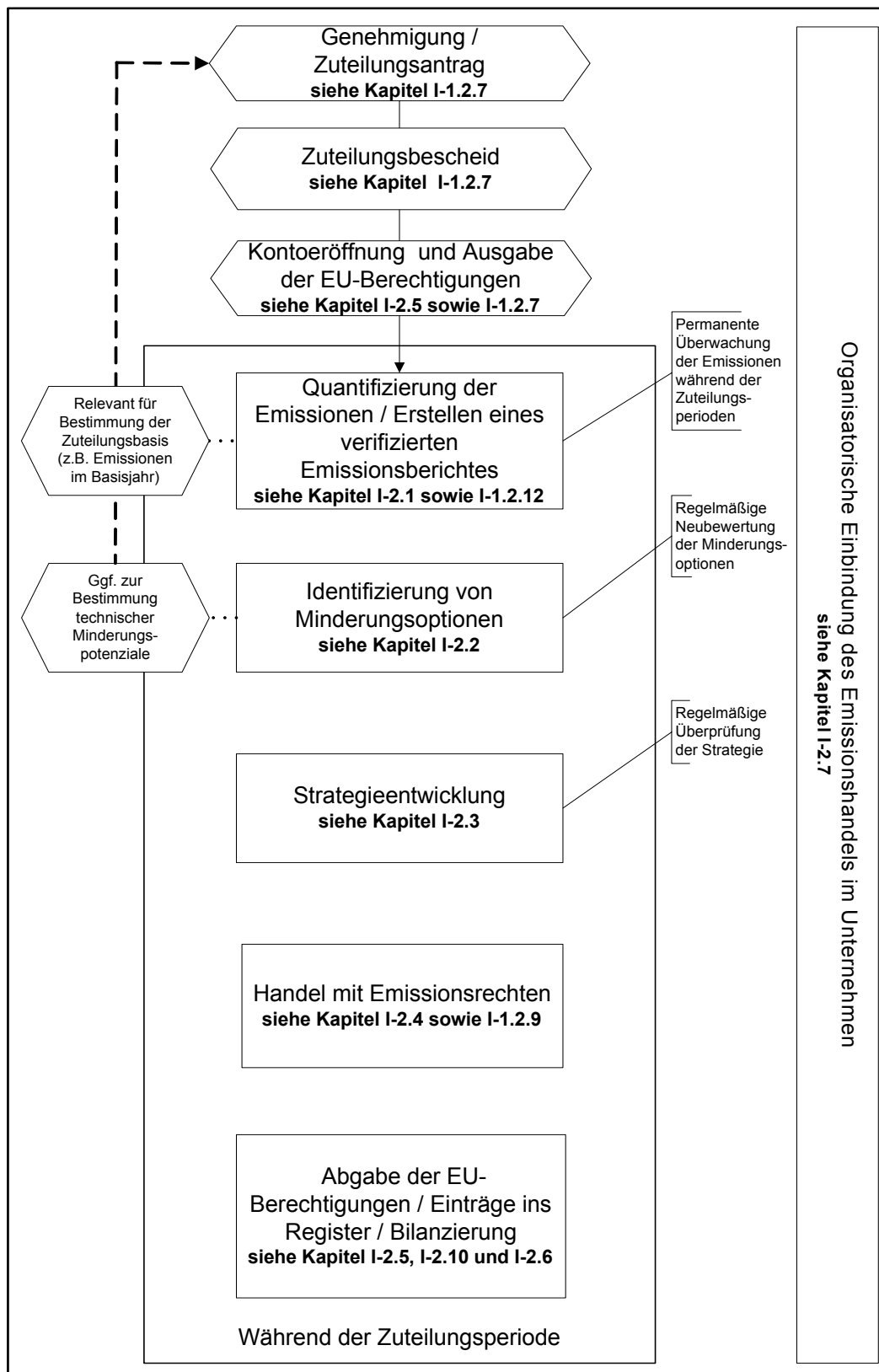
In den folgenden Abschnitten werden zunächst die Grundprinzipien und zentralen Ausgestaltungsfragen beim Emissionsrechtehandel dargestellt. Dabei wird erläutert, welche konkreten Regelungen sich aus der EU-Emissionshandelsrichtlinie ergeben oder bereits im Kyoto-Protokoll zu finden sind. Darauf aufbauend werden die konkreten Regelungen, die für deutsche Unternehmen gelten, dargestellt. In Kapitel I.1.3 werden die wichtigsten Ausgestaltungsmerkmale des Emissionsrechtehandelssystems in Deutschland in einer Tabelle zusammengefasst. Des Weiteren wird die Diskussion, die in Deutschland bzgl. des EU-Emissionsrechtehandels in der AGE geführt wird, kurz dargestellt. Danach folgt eine Analyse der Umsetzungen der EU-Emissionshandelsrichtlinie in anderen EU-Mitgliedstaaten. Im letzten Unterkapitel der "Einführungen und Rahmenbedingungen" wird ein kurzer Überblick über die bereits implementierten CO₂-Handelssysteme in Dänemark, Norwegen und Großbritannien sowie zum Diskussionsstand in Nicht-EU-Ländern gegeben.

Das zweite Kapitel widmet sich dann ganz der Umsetzung des Emissionshandels im Unternehmen. Es werden somit alle Schritte aufgeführt, die bei einer aktiven Teilnahme am EU-Emissionsrechtehandel von den Verantwortlichen durchzuführen sind. Dies beinhaltet zunächst in Kapitel I.2.1 die Umsetzung der Überwachungsanforderungen und Berichtspflichten nach den EU-Monitoring-Leitlinien, d. h. die Quantifizierung der Emissionen. An dieser Stelle wird auch ein Vorschlag für das Prognoseverfahren für Emissionen unterbreitet. Die Erfassung und Berichterstattung der Emissionen ist dabei für alle Unternehmen relevant, auch für jene, die sich eher für eine passive Teilnahme am Emissionshandel entschieden haben. Die wichtigsten Schritte werden in Kapitel I.3 an einem Kraftwerk der Stadtwerke Karlsruhe erläutert.

Die weiteren Kapitel sind vor allem für Unternehmen relevant, die aktiv am Handel teilnehmen. Kapitel I.2.2 beschreibt dabei die Schritte für eine Ermittlung und Systematisierung der Optionen zur Emissionsminderung. Das Kapitel I.2.3 widmet sich der Strategieentwicklung im Zusammenhang mit erwarteten Marktpreisen und deren Verhältnis zu den Kosten der Emissionsminderungsoptionen. In Kapitel I.2.4 werden die eigentlichen Handelsaktivitäten behandelt, indem auf mögliche Handels-Plattformen, potenzielle Handelsinstrumente und Vertragsentwürfe eingegangen wird. In Kapitel I.2.5 werden die wichtigsten Interaktionen mit dem Register und die Abgabe von Emissionsberechtigungen erläutert. Schließlich wird in Kapitel I.2.6 auf die bilanzielle und steuerrechtliche Behandlung von Emissionsberechtigungen eingegangen.

Abbildung I-1 fasst die oben beschriebenen Schritte nochmals zusammen.

Abbildung I-1: Überblick über Teil I: Emissionsrechtehandel



Quelle: Fraunhofer ISI

1.1 Grundprinzip Emissionsrechtehandel

Was ist das Ziel des Emissionsrechtehandels?

Der Handel mit Emissionsberechtigungen stellt ein aus ökonomischer Sicht effizientes Instrument zur Erreichung von Umweltzielen dar. Das heißt, angestrebte Umweltziele lassen sich mit Hilfe dieses Instruments zu Kosten erreichen, die sich aus der Sicht der Betroffenen insgesamt nicht weiter reduzieren lassen: Letztendlich werden nur die kostengünstigsten Maßnahmen durchgeführt. Durch den Handel mit Emissionsberechtigungen an sich werden demnach keine Emissionen vermieden, sondern ein vorgegebenes Emissionsziel wird zu minimalen Kosten erreicht. Der Grad der Verbesserung der Umweltqualität hängt beim Instrument Emissionsrechtehandel von der Schärfe der gewählten Umweltziele ab.

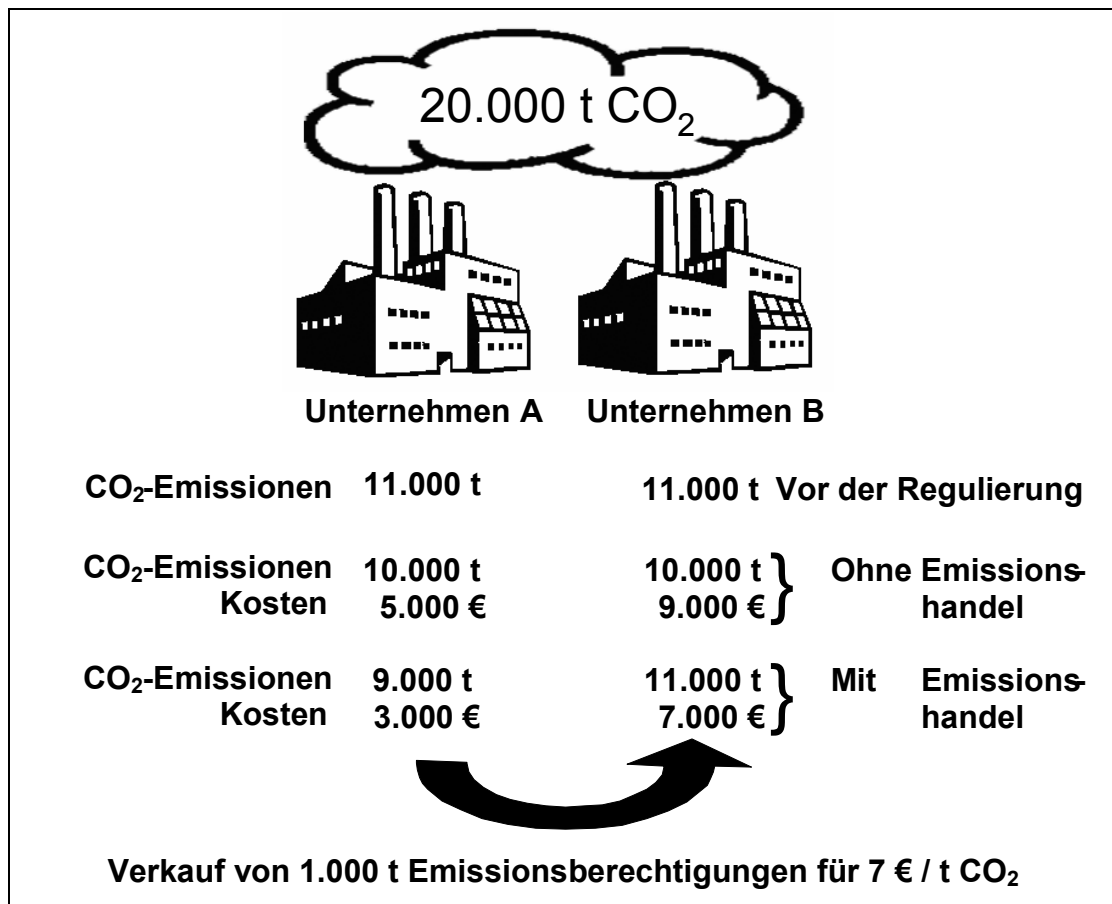
Wie funktioniert der Emissionsrechtehandel?

Im Prinzip funktioniert der Emissionsrechtehandel wie folgt: Zunächst legt der Staat eine Gesamtmenge an Emissionen fest, die innerhalb eines bestimmten Zeitraums im Rahmen des Systems freigesetzt werden darf. Diese Gesamtmenge wird vom Staat in der so genannten Anfangsallokation den verpflichteten Emittenten zugeteilt. Diese Emittenten müssen am Ende einer Periode für jede emittierte Einheit (t CO₂-Äquivalente) eine Emissionsberechtigung vorweisen. Andernfalls sind Sanktionszahlungen fällig. Entscheidend dabei ist, dass Emittenten über ihre anfangs zugeteilte Emissionsmenge hinaus emittieren dürfen, wenn sie eine entsprechende Anzahl an Emissionsberechtigungen (von Emittenten, die unter ihrem Limit bleiben) erwerben. Da Emittenten mit hohen Vermeidungskosten Emissionsberechtigungen einzukaufen und Emittenten mit niedrigen Vermeidungskosten Emissionsberechtigungen verkaufen können, lassen sich durch den Handel die Umweltziele kosteneffizient erreichen. Das heißt, Emissionshandel bewirkt unter Ausnutzung der Marktmechanismen, dass die zur Erreichung eines bestimmten Umweltziels erforderlichen Emissionsminderungen dort realisiert werden können, wo sie mit den geringsten Kosten verbunden sind (*statische Effizienz*). Am Markt stellt sich ein Preis für die Emissionsberechtigungen ein, der Angebot und Nachfrage zum Ausgleich bringt. Dieser Preis, der beim Verkauf von Emissionsberechtigungen erzielt werden kann, setzt auch Anreize, durch Forschung, Entwicklung und Innovationen weitere Minderungspotenziale zu erschließen, da die frei werdenden

Emissionsberechtigungen am Markt verkauft werden können. Man spricht in diesem Zusammenhang auch von der *dynamischen Effizienz* des Instruments.

Beispiel (vgl. Abbildung I-2): Bei zwei Unternehmen A und B fallen bei der Produktion mit ihren vorhandenen Anlagen Emissionen von jeweils 11.000 t CO₂ pro Jahr an, zusammen also 22.000 t CO₂. Das staatlich vorgegebene Emissionsziel beträgt jedoch insgesamt nur 20.000 t CO₂, wobei jedes der beiden Unternehmen Emissionsberechtigungen für 10.000 t CO₂-Emissionen gratis zugeteilt bekommt. Folglich besteht ein Minderungsbedarf für beide Unternehmen von zusammen 2.000 t CO₂. Die Unternehmen verfügen über Maßnahmen zur Emissionsminderung, die unterschiedliche Kosten verursachen. A kostet jede vermiedene t CO₂ 5 € und B 9 €. Handeln die Unternehmen ihre Emissionsberechtigungen nicht, entspricht dies einem vorgegebenen Emissionsgrenzwert von 10.000 t CO₂ je Unternehmen. In diesem Fall werden beide Unternehmen ihre Emissionen jeweils um 1.000 t auf die geforderten 10.000 t verringern. Für A fallen Kosten in Höhe von 1.000-mal 5 €, d. h. 5.000 € an und für B 1.000-mal 9 €, was 9.000 € entspricht. Somit kostet die gesamte Emissionsminderung 14.000 €. Das Emissionsziel von 20.000 t CO₂ lässt sich allerdings kostengünstiger erreichen, wenn nur A seine Emissionen mindert. D. h. B emittiert weiterhin 11.000 t CO₂ und A verringert seine Emissionsmenge auf 9.000 t CO₂. Dies würde 2.000-mal 5 €, d. h. insgesamt 10.000 € kosten. Der Anreiz für A besteht im Verkauf seiner überschüssigen 1.000 t Emissionsberechtigungen für mehr als 5 € je t. Da B genau diese Menge an Rechten fehlt und seine Minderung 9 € je Tonne kostet, wird B bereit sein, diese Emissionsberechtigungen für einen Preis zu kaufen, der unter 9€/t liegt. Wenn sich beide beispielsweise auf 7 € einigen, fallen bei B Kosten von 7.000 € (für den Kauf) an und bei A von 3.000 € (10.000 € Minderungskosten abzüglich 7.000 € Verkaufserlös). Folglich sind nicht nur die Gesamtkosten kleiner als im zuvor betrachteten Fall, sondern auch die Kosten für jedes der beiden Unternehmen.

Abbildung I-2: Kosteneinsparungen durch den Emissionsrechtehandel



Quelle: Fraunhofer ISI

Was unterscheidet den Emissionsrechtehandel von einer Emissionssteuer?

Emissionssteuern stellen ebenfalls ein aus ökonomischer Sicht effizientes Umweltinstrument dar. Im Vergleich zum Emissionsrechtehandel ist das Erreichen der Umweltziele allerdings nicht gesichert. Während beim Emissionsrechtehandel die endgültige Emissionsmenge durch die Ausgabemenge an Emissionsberechtigungen festgelegt wird, hängt die Menge an Emissionen von der Reaktion (Emissionen mindern oder Steuern zahlen) der betroffenen Akteure ab. Kostenminimierende Unternehmen würden genau so lange Emissionen durch Maßnahmen vermeiden, wie die Kosten dafür noch unter dem Steuersatz liegen. Danach lohnt es sich, Emissionssteuern zu entrichten. Ist der Steuersatz zu niedrig gewählt, wird das Umweltziel verfehlt. Ist umgekehrt der Steuersatz zu hoch, werden zu teure Minderungsmaßnahmen durchgeführt. Um eine

bestimmte Emissionsmenge zu erzielen, müsste in der Praxis der optimale Steuersatz durch ein *Trial-and-Error*-Verfahren gefunden werden.

Ein weiterer wichtiger Unterschied aus Sicht der betroffenen Unternehmen ist, dass beim Emissionsrechtehandel mit kostenloser Vergabe der Emissionsberechtigungen nur für Emissionen, die über der zugewiesenen Menge liegen, Zahlungen zu leisten sind (nämlich für den Zukauf zusätzlicher Emissionsberechtigungen). Die Emissionssteuer ist hingegen – von eventuellen Freibeträgen abgesehen – auf die gesamte Menge an Emissionen zu entrichten. Die finanziellen Belastungen der verpflichteten Unternehmen sind bei einer Steuer daher höher als beim Emissionsrechtehandel mit kostenloser Vergabe von Emissionsberechtigungen.

Worin besteht der Unterschied zwischen Auflagenpolitik und Emissionsrechtehandel?

Ordnungsrechtliche Regulierungen über feste Grenzwerte, die von jedem Emittenten für betroffene Anlagen einzuhalten sind, oder Regulierungen über vorgeschriebene Technologien führen zu volkswirtschaftlich höheren Kosten, da ordnungsrechtliche Regulierungen die Unternehmen in der Wahl der Technologien einschränken und Unterschiede in den Vermeidungskosten der verschiedenen Emittenten nicht berücksichtigen. Außerdem bieten geringere ordnungsrechtliche Regulierungen geringere Innovationsanreize als der marktkonforme Handel mit Emissionsberechtigungen, da Unternehmen, die weniger umweltbelastend produzieren als durch die Regulierung vorgesehen, nicht belohnt werden. Beim Emissionsrechtehandel können hingegen frei werdende Emissionsberechtigungen am Markt verkauft werden. Auch beim Emissionsrechtehandel obliegen umweltpolitische Zielsetzung, Kontrolle und Durchsetzung der staatlichen Autorität, allerdings wird den Unternehmen selbst überlassen, wie sie diese Ziele erreichen wollen.

1.2 Zentrale Ausgestaltungsfragen und nationale Umsetzung der EU-Emissionsrechtehandelsrichtlinie

In diesem Kapitel wird zunächst der rechtliche Rahmen des EU-Emissionsrechtehandels in Deutschland kurz vorgestellt. Danach erfolgt auf Grundlage der EU-weiten sowie der nationalen Regelungen eine detaillierte Beschreibung der Ausgestaltung des Emissionsrechtehandels in Deutschland.

1.2.1 Wichtige rechtliche Regelungen

Die Basisdokumente auf internationaler Ebene bilden das **Kyoto-Protokoll** und die **Marrakesh Accords**, wobei diese vor allem den Handel auf Staatenebene regeln (siehe auch Grundlagen-Teil). Das Basisdokument auf Europäischer Ebene ist die **EU-Emissionshandelsrichtlinie**, die den Ausstoß von Treibhausgasen genehmigungspflichtig macht und ein europäisches Handelssystem mit EU-Berechtigungen für große CO₂-Emittenten der Sektoren Energiewirtschaft und Industrie etabliert. Die Richtlinie regelt die Genehmigung und Überwachung der Emissionen, enthält Regelungen zum Zuteilungsverfahren, zum Handel mit EU-Berechtigungen, zu Abrechnungsfristen sowie zur Höhe der Sanktionen bei Unterdeckung. In anderen Bereichen (z. B. Zuteilung von EU-Berechtigungen für Bestandsanlagen, Neuemittentenregelung, Stilllegungen von Anlagen) gibt die Richtlinie nur den Rahmen vor, die konkrete Ausgestaltung obliegt dann – gemäß dem Subsidiaritätsprinzip – den einzelnen Mitgliedstaaten. Den Vorgaben der Emissionshandelsrichtlinie ist der Gesetzgeber in Deutschland in zwei getrennten Gesetzen, dem **Treibhausgas-Emissionshandelsgesetz** (TEHG) und dem Zuteilungsgesetz (ZuG 2007) nachgekommen. Das TEHG ist am 15. Juli 2004 in Kraft getreten und enthält die Grundlinien des Emissionshandelssystems für Deutschland, d. h. es gibt im Wesentlichen die Inhalte der Emissionshandelsrichtlinie wieder.

Darüber hinaus ermöglicht die am 13. November 2004 in Kraft getretene *Linking Directive* die Anerkennung und Honorierung von CDM- und JI-Gutschriften für Unternehmen, die in emissionssparende Projekte bspw. in Osteuropa (über JI-Projekte) oder in einem Entwicklungsland (über CDM-Projekte) investiert haben. Um die *Linking Directive* in nationales Recht umzusetzen, hat der Deutsche Bundestag am 30. Juni 2005 das **Projekt-Mechanismen-Gesetz (ProMechG)** verabschiedet, das in Kürze in Kraft treten wird (siehe Grundlagen Kapitel 3).

Gemäß EU-Emissionshandelsrichtlinie wurde ein **Nationaler Allokationsplan (NAP)** entwickelt, der angibt, wie viele EU-Berechtigungen an die betroffenen Anlagen insgesamt ausgegeben und nach welchen Regeln diese zuteilungsfähige Gesamtmenge (Emissionshandelsbudget) vergeben wird (vgl. Abschnitt I.1.2.4). Der deutsche NAP für die Zuteilungsperiode 2005 - 2007 ist am 31. März 2004 vom Bundeskabinett beschlossen und der Europäischen Kommission (EU-Kommission) am selben Tag zur Prüfung vorgelegt worden. Diesen NAP hat die EU-Kommission mit gewissen Änderungsvorgaben im Juli 2004 genehmigt. Der NAP für die zweite Zuteilungsperiode 2008 - 2012 ist bis zum 30. Juni 2006 bei der EU-Kommission einzureichen. Die gesetzliche Verankerung des NAP erfolgt durch das **Zuteilungsgesetz (ZuG)**, das vom Parlament für jede Zuteilungsperiode zu verabschieden ist. Das Zuteilungsgesetz für die erste Zuteilungsperiode (2005 - 2007) ist am 31. August 2004 in Kraft getreten (ZuG 2007). Es beinhaltet die Zuteilungsregeln für Bestandsanlagen, für Neuanlagen, für Anlagenstilllegungen sowie Sonderregelungen für frühzeitige Emissionsminderungen (*Early Action*), prozessbedingte Emissionen, für Anlagen der Kraft-Wärme-Kopplung sowie für den Ausstieg aus der Kernenergie.

TEHG und ZuG legen die Rahmenbedingungen und „Spielregeln“ für den EU-Emissionsrechtehandel in Deutschland fest und sind für die strategischen unternehmerischen Entscheidungen, das heißt die Entwicklung einer langfristigen Handels- und Investitionsstrategie, elementar. Die Regelungen des NAP und des ZuG sind entscheidend dafür, ob ein Unternehmen zu den „Gewinnern“ oder „Verlierern“ des EU-Emissionsrechtehandels zählen wird.

Des Weiteren sind für die technische Umsetzung die Anforderungen an das **Register**, zum Teil auf UNFCCC-Ebene und zum Teil auf EU-Ebene, als auch die **Monitoring-Leitlinien** zu nennen.

Im Folgenden werden – thematisch gegliedert – wichtige rechtliche Regelwerke und Dokumente auf internationaler (mit UN gekennzeichnet), auf europäischer (mit EU gekennzeichnet) und nationaler Ebene (mit DE gekennzeichnet) mit den entsprechenden Bezugsquellen im Internet aufgelistet. Die fettgedruckten Titel geben dabei die Zitierweise an, d. h. wie im Verlauf des Leitfadens auf das jeweilige Dokument verwiesen wird.

Rahmensetzende Regeln und Gesetze

UN: Kyoto-Protokoll

UNFCCC(1997): Das Protokoll von Kyoto zum Rahmenübereinkommen der Vereinten Nationen über Klimaänderungen, UNFCCC: Bonn, <http://unfccc.int/resource/docs/convkp/kpger.pdf>

UN: Marrakesh Accords

UNFCCC (2001): *The Marrakesh Accords. Report of the conference of the parties on its seventh session, held at Marrakesh from 29 October to 10 November 2001, Addendum, part two: Action taken by the conference of the parties, Volume II*, FCCC/CP/2001/13/Add.2, http://cdm.unfccc.int/Reference/COPMOP/decisions_17_CP.7.pdf

EU: EU-Emissionshandelsrichtlinie (RL)

Europäisches Parlament und Rat (2003): Richtlinie 2003/87/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Oktober 2003 über ein System für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten in der Gemeinschaft und zur Änderung der Richtlinie 96/61/EG des Rates, im Amtsblatt der Europäischen Union vom 25.10.2003, L275/32 DE http://europa.eu.int/eur-lex/pri/de/oj/dat/2003/l_275/l_27520031025de00320046.pdf

DE: Treibhausgasemissionshandelsgesetz (TEHG)

Deutscher Bundestag (2004): Gesetz zur Umsetzung der Richtlinie 2003/87/EG über ein System für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten in der Gemeinschaft, (Treibhausgas-Emissionshandelsgesetz – TEHG), Bundesgesetzblatt Jahrgang 2004 Teil I Nr. 35, ausgegeben zu Bonn am 14. Juli 2004, S. 1578-1590, <http://www.bmu.de/files/tehg.pdf>

Allokation

EU: NAP-Non-Paper

Europäische Kommission (2003): *The EU Emissions Trading Scheme: How to develop a National Allocation Plan, Non-Paper. 2nd meeting of Working 3, Monitoring Mechanism Committee*, 1. April 2003, Brüssel, <http://europa.eu.int/comm/environment/climat/pdf/030401nonpaper.pdf>

EU: NAP-Guidance

Europäische Kommission (2004): Mitteilungen der Kommission über Hinweise zur Unterstützung der Mitgliedstaaten bei der Anwendung der in Anhang III der Richtlinie 2003/87/EG über ein System für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten in der Gemeinschaft und zur Änderung der Richtlinie 96/61/EG des Rates aufgelisteten Kriterien sowie über die Bedingungen für den Nachweis höherer Gewalt; KOM (2003) 830 endgültig, Brüssel,

http://europa.eu.int/eur-lex/de/com/cnc/2003/com2003_0830de01.pdf

EU: NAP Entscheidungen

Entscheidungen der Kommission vom 7. Juli 2004 über Pläne von Dänemark, Deutschland, Irland, den Niederlanden, Österreich, Slowenien, Schweden und dem Vereinigten Königreich,

http://europa.eu.int/eur-lex/de/com/cnc/2004/com2004_0500de01.pdf

Entscheidungen der Kommission vom 20. Oktober 2004 über Pläne für Belgien, Estland, Finnland, Frankreich, Lettlands, Luxemburg, Portugal und die Slowakische Republik,

http://europa.eu.int/comm/environment/climat/pdf/com_681_de.pdf

Weitere Einzelentscheidungen zu NAPs der Kommission siehe:

http://europa.eu.int/comm/environment/climat/emission_plans.htm

DE: Nationaler Allokationsplan (NAP)

BMU (2004): Nationaler Allokationsplan für die Bundesrepublik Deutschland 2005 - 2007, 31. März 2004, Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Berlin.

http://www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/nap_kabinettsbeschluss.pdf

DE: Zuteilungsgesetz (ZuG 2007)

Bundesregierung (2004): Gesetz über den nationalen Zuteilungsplan für Treibhausgas-Emissionsberechtigungen in der Zuteilungsperiode 2005 bis 2007 (Zuteilungsgesetz 2007 – ZuG 2007) vom 26.08.2004, in Bundesgesetzblatt Jahrgang 2004 Teil I Nr. 45, ausgegeben zu Bonn am 30. August 2004, S. 2211-2222,

http://www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/zuteilungsgesetz_gesetzbeschluss.pdf

DE: Zuteilungsverordnung (ZuV 2007)

Bundesregierung (2004): Verordnung über die Zuteilung von Treibhausgas-Emissionsberechtigungen in der Zuteilungsperiode 2005 bis 2007 (Zuteilungsverordnung 2007 – ZuV 2007) vom 31.08.2004, Bundesgesetzblatt Jahrgang 2004 Teil I Nr. 46, ausgegeben zu Bonn am 31. August 2004, S. 2255-2272,

http://www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/zuteilungs_vo.pdf

DE Emissionshandelskostenverordnung (EHKostV 2007)

Kostenverordnung zum Treibhausgas-Emissionshandelsgesetz und zum Zuteilungsgesetz 2007 (Emissionshandelskostenverordnung 2007 – EHKostV 2007), Bundesgesetzblatt Jahrgang 2004 Teil I Nr. 46, ausgegeben zu Bonn am 31. August 2004,

http://www.dehst.de/cln_027/SharedDocs/Downloads/DE/Gesetze_und_Verordnungen_dl/Kostenverordnung.html

Anwendungsbereich**EU: *Installation Non-paper***

Europäische Kommission GD Umwelt (2003): *Non-paper on the installation coverage of the EU emissions trading scheme and the interpretation of Annex I*, September 2003, Brüssel,

<http://www.emissionsrechtehandel.de/doc/Installation%20non-paper%20-%20for%20WVG%203.pdf>

DE: DEHSt-Info zum Anwendungsbereich

Umweltbundesamt / Deutsche Emissionshandelsstelle (2005): Informationen der Deutschen Emissionshandelsstelle im Umweltbundesamt zum Anwendungsbereich des Treibhausgasemissionshandelsgesetz – TEHG, aktualisierte Version vom 14. September, Berlin 2004,

http://www.dehst.de/cln_006/nn_121326/SharedDocs/Downloads/DE/Anlagen_dl/Anwendungsbereich_TEHG.html

Monitoring

EU: **Monitoring-Leitlinien**

Europäische Kommission (2004): Entscheidung der Kommission vom 29. Januar 2004 zur Festlegung von Leitlinien für Überwachung und Berichterstattung betreffend Treibhausgasemissionen gemäß der Richtlinie 2003/87/EG des Europäischen Parlaments und des Rates, 2004/156/EG, Brüssel,

http://europa.eu.int/comm/environment/climat/emission/implementation_en.htm

DE: **DEHSt-Monitoring-Konzept**

DEHSt (2005): Muster-Monitoringkonzept der DEHSt. Finalisierte Version vom 4.03.2005. DEHSt: Berlin.,

http://www.dehst.de/cln_028/nn_76354/SharedDocs/Downloads/DE/Monitoring/monitoring_konzept,templateId=raw,property=publicationFile.doc/monitoring_konzept

Register

UN: **UNFCCC Methodenpapier**

UNFCCC (2003): *Methodological issues, issues relating to registry systems under article 7, paragraph 4, of the Kyoto Protocol, Progress report on the development of the data exchange standards and the transaction log*, FCCC/SBSTA/2003/13, 30 November 2003,

<http://unfccc.int/resource/docs/2003/sbsta/13.pdf>

UN: **UNFCCC Funktionelle Spezifikationen**

UNFCCC (2003): *Technical Paper 5, Data Exchange Standards for Registry Systems under the Kyoto Protocol, Functional Specifications*, FCCC/TP/2003/4, 21 November 2003,

http://unfccc.int/files/meetings/workshops/other_meetings/application/pdf/fnspecs_1.0.pdf

UN: **UNFCCC Technische Spezifikationen**

UNFCCC (2003): *Technical Paper 5, Data Exchange Standards for Registry Systems under the Kyoto Protocol, Technical Specification*, FCCC/TP/2003/5, 21 November 2003,

http://unfccc.int/files/meetings/workshops/other_meetings/application/pdf/techspecs_1.0_3.pdf

UN: UNFCCC Anhang der technischen Spezifikationen

UNFCCC (2003): *Technical Paper 5, Data Exchange Standards for Registry Systems under the Kyoto Protocol, Technical Specification, Annexes*, FCCC/TP/2003/5/Add.1, 21 November 2003,

http://unfccc.int/files/meetings/workshops/other_meetings/application/pdf/techspecs_1.0_3_annexes.pdf

EU: EU-Registerverordnung

Europäische Kommission (2004): Verordnung (EG) Nr. 2216/2004 der Kommission vom 21. Dezember 2004 über ein standardisiertes und sicheres Registrierungssystem gemäß der Richtlinie 2003/87/EG des Europäischen Parlaments und des Rates sowie der Entscheidung 280/2004/EG des Europäischen Parlaments und des Rates, 2216/2004/EG, Brüssel

http://europa.eu.int/eurlex/lex/LexUriServ/site/de/oj/2004/l_386/l_38620041229de00010077.pdf

DE: DEHSt-Register-Nutzungsbedingungen

DEHSt (2005): Nutzungsbedingungen des Emissionshandelsregister der Deutschen Emissionshandelsstelle,

http://www.dehst.de/cdn_028/nn_207990/SharedDocs/Downloads/DE/Register/nutzungsbedingungen,templateId=raw,property=publicationFile.pdf/nutzungsbedingungen

Andere Kyoto-Mechanismen**EU: *Linking Directive***

Richtlinie 2004/101/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 27. Oktober 2004 zur Änderung der Richtlinie 2003/87/EG über ein System für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten in der Gemeinschaft im Sinne der projektbezogenen Mechanismen des Kyoto-Protokolls, Amtsblatt der Europäischen Kommission vom 13.11.2004, L 338/18 bis L 338/28,

http://europa.eu.int/comm/environment/climat/emission/pdf/dir_2004_101_de.pdf

DE: Projekt-Mechanismen-Gesetz (ProMechG)

Dieses Gesetz dient der Einführung der projektbezogenen Mechanismen nach dem Protokoll von Kyoto zum Rahmenübereinkommen der Vereinten Nationen über Klimaänderungen vom 11. Dezember 1997 und zur Umsetzung der Richtlinie 2004/101/EG. Es wurde am 30. Juni 2005 vom Deutschen Bundestag verabschiedet (siehe Grundlagen Kapitel 3),

http://www.bmu.de/files/gesetze_verordnungen/bmu-downloads/application/pdf/promechg.pdf.

1.2.2 Teilnehmer

Wichtige Dokumente:

- EU: Emissionshandelsrichtlinie: Anhang I
Installation Non-paper
- DE: TEHG: § 2 und Anhang I
DEHSt-Info zum Anwendungsbereich

Aus ökonomischer Sicht kann es sinnvoll sein, möglichst viele Treibhausgase und möglichst viele Anlagen in ein System handelbarer Emissionsberechtigungen einzubeziehen: Je größer die Unterschiede in den Vermeidungskosten der verpflichteten Quellen, desto größer sind die möglichen Kosteneinsparungen, die durch den Handel mit Emissionsberechtigungen im Vergleich zu anderen Instrumenten erzielbar sind. Denn es ist zu erwarten, dass diese Kostenunterschiede bei Einbezug mehrerer verschiedenartiger Gase (und Quellen) zunehmen. Außerdem führt eine höhere Teilnehmerzahl auch zu einem "liquideren" Zertifikatemarkt und damit zu robusteren und aussagekräftigeren Zertifikatpreisen.

Allerdings ist zu beachten, dass die einbezogenen Gase auch mit hinreichend hoher Genauigkeit zu messen sind, was – je nach Gas und Quelle – mit hohen Transaktionskosten verbunden sein kann (siehe Kapitel 1.2.1). Der Aufwand, der für die exakte Messung des Methanausstoßes von Rindern anfallen würde, möge als anschauliches Beispiel genügen.

Welche Anlagen fallen unter den Anwendungsbereich des Emissionsrehtehandels?

Bei der Festlegung derjenigen, die für den Ausstoß an Treibhausgasen eine entsprechende Anzahl von Emissionsberechtigungen vorlegen müssen, bestehen bei Kohlendioxid (CO₂) zwei grundsätzliche Möglichkeiten:

- **Upstream-Ansatz**, d. h. Brennstoffherzeuger, -importeure, bzw. -lieferanten müssen Emissionsberechtigungen einreichen; oder
- **Downstream-Ansatz**, d. h. Endverbraucher (tatsächliche Emittenten) müssen Emissionsberechtigungen einreichen.



Weiterhin ist zu unterscheiden, ob alle oder nur ein Teil der denkbaren Verpflichteten reguliert werden. Beim *Downstream*-Ansatz existieren prinzipiell folgende Optionen:

- Industrie, Strom- und Wärmeerzeuger, Kleingewerbe, Dienstleistungen, Transportunternehmen, PKW-Fahrer, Haushalte.

Zudem ist über folgende Fragen zu entscheiden:

- Wer soll für die Emissionen aus der Stromproduktion verpflichtet werden? Die Endverbraucher (als "indirekte" Verursacher der Emissionen) oder die Stromproduzenten (als "direkte" Verursacher der Emissionen). Unter **indirekten Emissionen** versteht man demnach diejenigen Emissionen, die nicht bei einem Akteur selbst anfallen, aber durch ihn verursacht werden. Ein Unternehmen, das Strom nutzt, stößt selbst keine Emissionen aus. Diese werden vielmehr im Kraftwerk des Stromproduzenten erzeugt (**direkte Emissionen**).
- Aufgrund zahlreicher Firmenfusionen und Umstrukturierungen ist ein anlagenspezifischer Ansatz im Vergleich zu einem unternehmensspezifischen Ansatz eher praktikabel, da die Emissionsberechtigungen auch bei organisatorischen Änderungen problemlos zugeordnet und transferiert werden können.

Welche Teilnahme-Regelungen ergeben sich aus der EU-Emissionshandelsrichtlinie?

Nach der EU-Richtlinie werden die Betreiber von Anlagen für ihre **direkten Emissionen** zertifikatepflichtig. Das bedeutet, dass im EU-Emissionsrechtehandel Endverbraucher von Brennstoffen (**Downstream**), wie z. B. Strom- und Wärmeerzeuger für die verursachten Emissionen Emissionsberechtigungen einreichen müssen. Damit sind weder Brennstofflieferanten noch Stromkonsumenten zum Halten von Emissions-Berechtigungen verpflichtet. In Annex I der EU-Richtlinie werden verschiedene Kategorien (siehe Tabelle I-1) von Anlagen aufgezählt, die am EU-Emissionsrechtehandel verbindlich teilnehmen müssen, falls diese nicht explizit von den Mitgliedstaaten über die *Opt-out*-Option²⁴ in der ersten Periode ausgenommen wurden. Anlagen, die für **Forschungszwecke** verwendet werden oder Anlagen, die für die Verbrennung von gefährlichen Stoffen oder **Siedlungsabfällen** verantwortlich sind, werden von der Richtlinie **ausgenommen** (siehe Anhang I EU-EH-RL).

²⁴ *Opt-Out* beinhaltet die Möglichkeit, sich von der Verpflichtung auf eine Emissionsmenge und der Teilnahme am Handel befreien zu lassen. Voraussetzung dafür ist der Nachweis, Emissionsminderungen in adäquater Höhe durch andere Maßnahmen zu erreichen.

Nach der EU-Emissionshandelsrichtlinie wird – analog zum Bundes-Immissionsschutzgesetz (BImSchG) und zur Richtlinie über die integrierte Vermeidung und Verminderung der Umweltschutzverschmutzung (IVU) – der **Betreiber** einer Anlage verpflichtet. Das heißt, ab dem 1. Januar 2005 dürfen Anlagen, die unter die Kategorien in Tabelle I-1 fallen, nur noch betrieben werden, sofern sie über eine Genehmigung (siehe Kapitel 1.2.3) für die Emission von CO₂ verfügen (Art. 4 RL).

Tabelle I-1: Betroffene Anlagen (Annex I der EU-EH-Richtlinie)

Kategorie	Aktivität
1	Energieumwandlung und -umformung
a)	Feuerungsanlagen mit einer Feuerungswärmeleistung über 20 MW (ausgenommen sind Anlagen für die Verbrennung von gefährlichen Abfällen oder Siedlungsabfällen).
b)	Mineralölraffinerien
c)	Kokereien
2	Eisenmetallerzeugung und -verarbeitung
a)	Röst- und Sinteranlagen für Metallerz (einschließlich Sulfiderz)
b)	Anlagen für die Herstellung von Roheisen oder Stahl (Primär- oder Sekundärschmelzbetrieb) einschließlich Stranggießen mit einer Kapazität von 2,5 t pro Stunde
3	Mineralverarbeitende Industrie
a)	Anlagen zur Herstellung von Zementklinker in Drehrohröfen mit Produktionskapazität > 500 t pro Tag oder anderen Öfen mit einer Produktionskapazität von > 50 t pro Tag
b)	Anlagen zur Herstellung von Kalk in Drehrohröfen oder anderen Öfen mit Produktionskapazität > 50 t pro Tag
c)	Anlagen zur Herstellung von Glas einschließlich Glasfasern mit Schmelzkapazität > 20 t pro Tag
d)	Anlagen zur Herstellung von keramischen Erzeugnissen durch Brennen (insbesondere Dachziegel, Ziegelsteine, feuerfeste Steine, Fliesen, Steinzeug oder Porzellan mit einer Produktionskapazität > 75 t pro Tag und/oder einer Ofenkapazität von über 4 m ³ und einer Besatzdichte von über 300 kg/m ³)
4	Sonstige Industriezweige
	Industrieanlagen zur Herstellung von:
a)	Zellstoff aus Holz und anderen Faserstoffen
b)	Papier und Pappe mit einer Produktionskapazität über 20 t pro Tag

Quelle: EU-Emissionshandelsrichtlinie, Anhang I

Um festzustellen, ob ein Betreiber auf Grund der Schwellenwerte unter die Richtlinie fällt, muss die so genannte **Kumulierungsregel** angewendet werden. Es gilt: Führt ein Betreiber mehrere Tätigkeiten derselben Kategorie in ein und derselben Anlage oder an ein und demselben Standort durch, so addieren sich die Kapazitäten dieser Tätigkeiten.

Strategische Planung und der Handel mit Emissionsberechtigungen können auch für mehrere Anlagen zentral durchgeführt werden, selbst wenn sich die Anlagen an verschiedenen Standorten befinden.

Am Handel selbst können nicht nur verpflichtete Unternehmen teilnehmen, sondern jede natürliche Person (Art. 12 (1) RL).

Welche Teilnahmeregelungen gelten in Deutschland?

Der Anlagenbegriff und die Kumulierungsregel werden in Deutschland nach den gleichartigen Regelungen in der Richtlinie über die integrierte Vermeidung und Verminderung der Umweltverschmutzung (IVU-Richtlinie) interpretiert, die durch das Bundes-Immissionsschutzgesetz (BImSchG) umgesetzt wird. Im Hinblick auf die Art der erfassten Anlagen werden die Anlagenbeschreibungen in Anlehnung an die Verordnung über genehmigungsbedürftige Anlagen (4. Bundes-Immissionsschutzverordnung, 4. BImSchV) nach dem Bundes-Immissionsschutzgesetz zugrunde gelegt, wobei nur eine Teilmenge der Anlagen gemäß 4. BImSchV dem EU-Emissionsrechtehandel unterliegt.

Ob eine Anlage in den EU-Emissionsrechtehandel einbezogen wird, richtet sich danach, ob sie gemäß ihrer Genehmigung unter eine der Anlagenkategorien im Anhang I des TEHG (siehe Tabelle I-2) fällt.

Tabelle I-2: In Deutschland unter den EU-Emissionshandel fallende Anlagen

Energieumwandlung und -umformung	
I	Anlagen zur Erzeugung von Strom, Dampf, Warmwasser, Prozesswärme oder erhitztem Abgas durch den Einsatz von Brennstoffen in einer Verbrennungseinrichtung (wie Kraftwerk, Heizkraftwerk, Heizwerk, Gasturbinenanlage, Verbrennungsmotoranlage, sonstige Feuerungsanlage), einschließlich zugehöriger Dampfkessel, mit einer Feuerungswärmeleistung von 50 MW oder mehr.
II	Anlagen zur Erzeugung von Strom, Dampf, Warmwasser, Prozesswärme oder erhitztem Abgas durch den Einsatz von Kohle, Koks, einschließlich Petrolkoks, Kohlebriketts, Torfbriketts, Brenntorf, naturbelassenem Holz, emulgiertem Naturbitumen, Heizölen, gasförmigen Brennstoffen (insbesondere Koksofengas, Grubengas, Stahlgas, Raffineriegas, Synthesegas, Erdölgas aus der Tertiärförderung von Erdöl, Klärgas, Biogas), Methanol, Ethanol, naturbelassenen Pflanzenölen, Pflanzenölmethylestern, naturbelassenem Erdgas, Flüssiggas, Gasen der öffentlichen Gasversorgung oder Wasserstoff mit einer Feuerungswärmeleistung von mehr als 20 MW bis weniger als 50 MW in einer Verbrennungseinrichtung (wie Kraftwerk, Heizkraftwerk, Heizwerk, Gasturbinenanlage, Verbrennungsmotoranlage, sonstige Feuerungsanlage), einschließlich zugehöriger Dampfkessel, ausgenommen Verbrennungsmotoranlagen für Bohranlagen und Notstromaggregate.
III	Anlagen zur Erzeugung von Strom, Dampf, Warmwasser, Prozesswärme oder erhitztem Abgas durch den Einsatz anderer als in Nummer II genannter fester oder flüssiger Brennstoffe in einer Verbrennungseinrichtung (wie Kraftwerk, Heizkraftwerk, Heizwerk, Gasturbinenanlage, Verbrennungsmotoranlage, sonstige Feuerungsanlage), einschließlich zugehöriger Dampfkessel, mit einer Feuerungswärmeleistung von mehr als 20 MW bis weniger als 50 MW.

- IV Verbrennungsmotoranlagen zum Antrieb von Arbeitsmaschinen für den Einsatz von leichtem Heizöl, Dieseldieselkraftstoff, Methanol, Ethanol, naturbelassenen Pflanzenölen, Pflanzenölmethylestern oder gasförmigen Brennstoffen (insbesondere Koksofengas, Grubengas, Stahlgas, Raffineriegas, Synthesegas, Erdöl aus der Tertiärförderung von Erdöl, Klärgas, Biogas, naturbelassenem Erdgas, Flüssiggas, Gasen der öffentlichen Gasversorgung, Wasserstoff) mit einer Feuerungswärmeleistung von 20 MW oder mehr, ausgenommen Verbrennungsmotoranlagen für Bohranlagen mit einer Feuerungswärmeleistung von mehr als 20 MW bis weniger als 50 MW.
- V Gasturbinenanlagen zum Antrieb von Arbeitsmaschinen für den Einsatz von leichtem Heizöl, Dieseldieselkraftstoff, Methanol, Ethanol, naturbelassenen Pflanzenölen, Pflanzenölmethylestern oder gasförmigen Brennstoffen (insbesondere Koksofengas, Grubengas, Stahlgas, Raffineriegas, Synthesegas, Erdöl aus der Tertiärförderung von Erdöl, Klärgas, Biogas, naturbelassenem Erdgas, Flüssiggas, Gasen der öffentlichen Gasversorgung, Wasserstoff) mit einer Feuerungswärmeleistung von mehr als 20 MW, ausgenommen Anlagen mit geschlossenem Kreislauf mit einer Feuerungswärmeleistung von mehr als 20 MW bis weniger als 50 MW.
- VI Anlagen zur Destillation oder Raffination oder sonstigen Weiterverarbeitung von Erdöl oder Erdölzeugnissen in Mineralöl- oder Schmierstoffraffinerien.
- VII Anlagen zur Trockendestillation von Steinkohle oder Braunkohle (Kokereien).

Eisenmetallerzeugung und -verarbeitung

- VIII Anlagen zum Rösten, Schmelzen oder Sintern von Eisenerzen.
- IX Anlagen zur Herstellung oder zum Erschmelzen von Roheisen oder Stahl einschließlich Stranggießen, auch soweit Konzentrate oder sekundäre Rohstoffe eingesetzt werden, mit einer Schmelzleistung von 2,5 Tonnen oder mehr je Stunde, auch soweit in integrierten Hüttenwerken betrieben.

Mineralverarbeitende

- X Anlagen zur Herstellung von Zementklinker mit einer Produktionsleistung von mehr als 500 Tonnen je Tag in Drehrohröfen oder mehr als 50 Tonnen je Tag in anderen Öfen.
- XI Anlagen zum Brennen von Kalkstein oder Dolomit mit einer Produktionsleistung von mehr als 50 Tonnen Branntkalk oder gebranntem Dolomit je Tag.
- XII Anlagen zur Herstellung von Glas, auch soweit es aus Altglas hergestellt wird, einschließlich Anlagen zur Herstellung von Glasfasern, mit einer Schmelzleistung von mehr als 20 Tonnen je Tag.
- XIII Anlagen zum Brennen keramischer Erzeugnisse, soweit der Rauminhalt der Brennanlage 4 m³ oder mehr und die Besatzdichte 300 kg/m³ oder mehr beträgt.

Sonstige Industriezweige

- XIV Anlagen zur Gewinnung von Zellstoff aus Holz, Stroh oder ähnlichen Faserstoffen.
- XV Anlagen zur Herstellung von Papier, Karton oder Pappe mit einer Produktionsleistung von mehr als 20 Tonnen je Tag.

Quelle: Anhang I TEHG

Es ist zu beachten, dass über die Auslegung des Begriffes **Feuerungsanlagen** auch Anlagen aus Branchen betroffen sind, die nicht explizit in Tabelle I-1 aufgeführt sind. Hierzu gehören Anlagen aus der Zucker-, Automobil-, Maschinenbau-, Textil-, Lebensmittelindustrie etc., deren gesamte Produktionskapazität an einem Standort über 20 MW_{th} liegt.

Um die Reichweite und Abgrenzung der Kategorie Feuerungsanlagen zu veranschaulichen, wird an dieser Stelle kurz auf die verschiedenen Genehmigungstatbestände eingegangen. Es gilt, dass unter Ziffer I bis V der 4. BImSchV Anlagen mit einer Feuerungswärmeleistung von mehr als 20 MW zu erfassen sind, die:

1. als Anlagen nach Nummer 1.1, 1.2, 1.3, 1.4 oder 1.5 der 4. BImSchV genehmigt sind,
2. als Teile oder Nebeneinrichtungen einer Anlage je gesondert nach Nummer 1.1, 1.2, 1.3, 1.4 oder 1.5 der 4. BImSchV genehmigungsbedürftig wären, jedoch gemäß § 1 Abs. 4 der 4. BImSchV unter einer anderen Nummer genehmigt wurden.

Unabhängig von der Feuerungswärmeleistung sind Feuerungen in Anlagen, die gemäß § 2 Abs. 2 der 4. BImSchV unter einer maßgebenden spezielleren Anlagenbezeichnung genehmigt wurden, zu erfassen, soweit sie in Anlagen nach den Ziffern VI bis XV betrieben werden.

Folgende **Ausnahmeregelungen** gelten in Deutschland:

- Feuerungen in Anlagen, deren Zweck nicht die Energieumwandlung und -umformung ist, sondern etwa die thermische Unterstützung eines chemischen oder physikalischen Prozesses (z. B. Röhrenöfen zum Spalten von Kohlenwasserstoffen in einer **chemischen** Anlage – sogen. **Cracker**) sind nur emissionshandelspflichtig, sofern sie in einer der im Anhang aufgeführten Branchen betrieben werden.
- Außerdem werden prozessintegrierte Brenner, bei denen der Hauptzweck die Behandlung oder Umwandlung eines Rohstoffes oder Produkts ist (und nicht die Energieumwandlung), vom Anwendungsbereich des TEHG ausgenommen. Ausgenommen sind beispielsweise Brenner, die dem Rohstoff oder verarbeiteten Einsatzstoff ohne Zwischenschaltung eines Wärmeträgers Wärmeenergie zuführen, z. B. über eine erhitzte Rohrwandung (z. B. **Wärmeöfen oder Wärmebehandlungsöfen** in der Eisen- und Stahlverarbeitung).
- Des Weiteren werden **Anlagen**, die dem Anwendungsbereich des Gesetzes zum Vorrang **Erneuerbarer Energien** in der Fassung vom 23. Juli 2002 unterliegen (z. B. große reine Biomasseanlagen), nicht vom Emissionshandel erfasst.

Um die vielen Ausnahmeregelungen zu veranschaulichen, wurde ein Schema entwickelt (siehe Abbildung I-3), das es Anlagenbetreibern ermöglicht, ihre spezifische Situation näher zu prüfen, um festzustellen, ob sie als Anlagentyp unter eine der Ausnahmeregelungen des TEHG fallen.

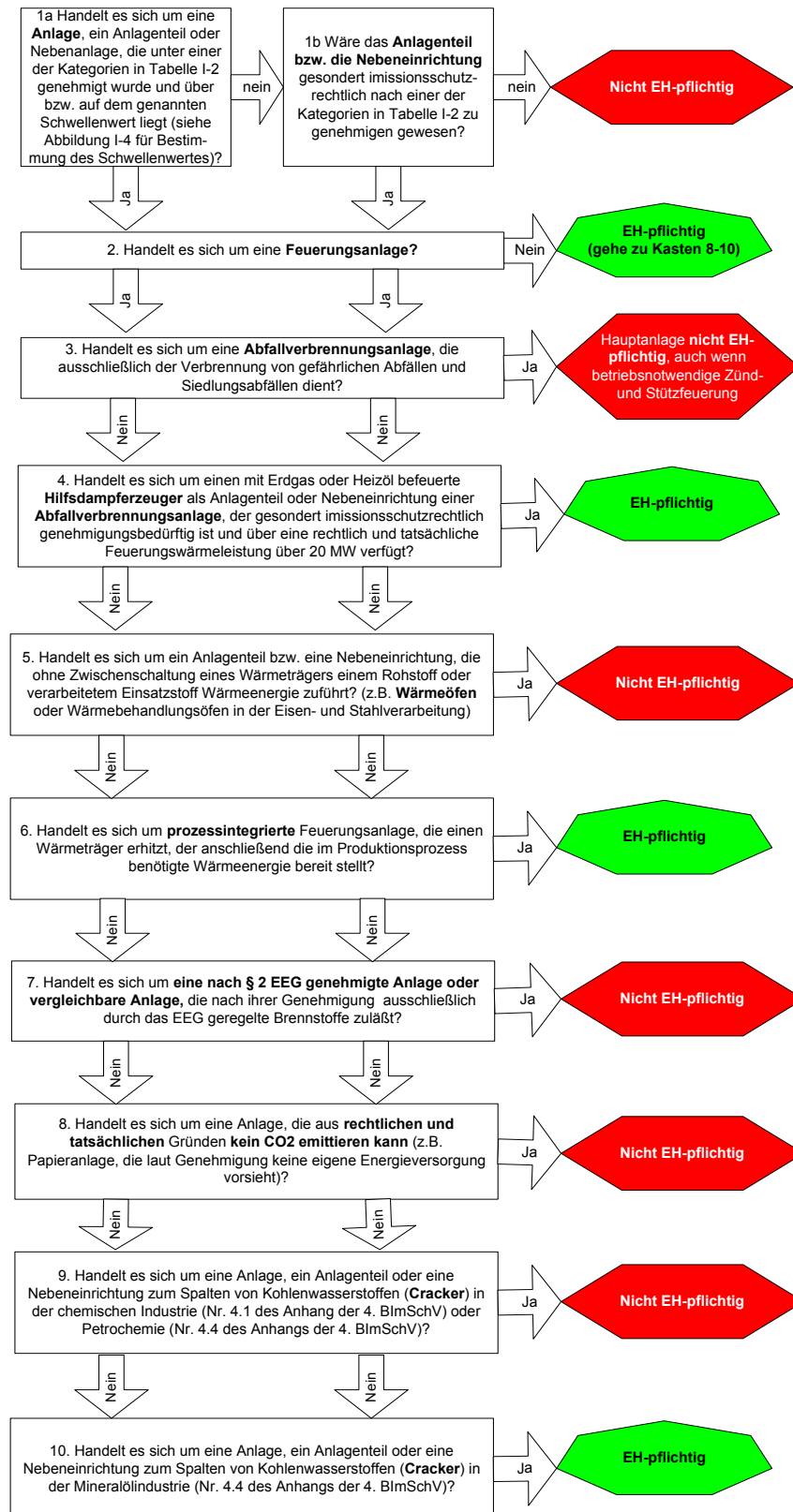
Eine weitere Schwierigkeit entsteht durch die so genannte **Kumulierungsregel**: In Deutschland richtet sich die Kumulierung von Anlagen nach der Genehmigung als gemeinsame Anlage nach § 1 Abs. 3 der 4. BImSchV. Demnach sind nur die Kapazitäten von solchen Anlagen derselben Art zu addieren, die gleichzeitig die folgenden Bedingungen erfüllen: sie müssen

- (i) auf demselben Betriebsgelände stehen,
- (ii) mit gemeinsamen Betriebseinrichtungen verbunden sein, und
- (iii) einem vergleichbaren technischen Zweck dienen.

Im Regelfall dürfte die Kumulierung bereits im immissionsschutzrechtlichen Genehmigungsverfahren erfolgt sein, so dass es keiner ergänzenden Kumulierung nach dem TEHG bedarf.

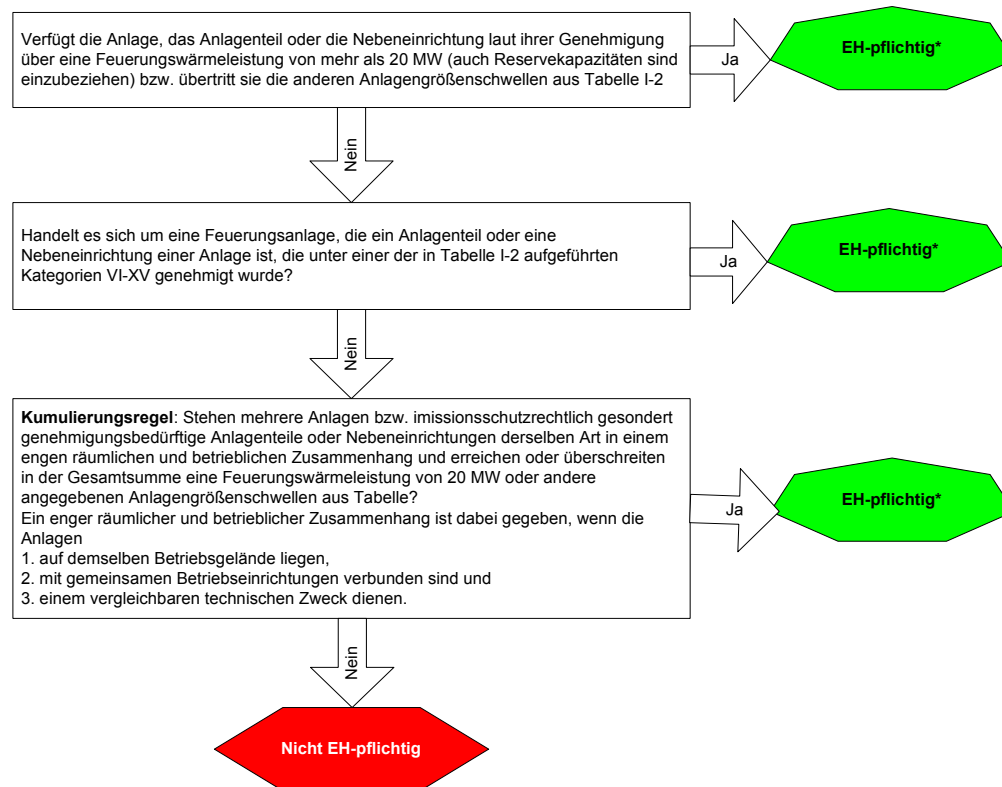
Anhand eines zweiten Schemas (Abbildung I-4) kann überprüft werden, ob die Anlage auf Grund der Kapazitätsgrenzen unter die Anwendung des TEHG fällt oder nicht. Bei bestehender Unsicherheit bzgl. des Anwendungsbereiches der TEHG empfiehlt es sich darüber hinaus bei der zuständigen Landes-Immissionsschutzbehörde nachzufragen.

Abbildung I-3: Prüfschema zu Ausnahmeregelungen für bestimmte Anlagentypen



Quelle: Fraunhofer ISI

Abbildung I-4: Prüfschema zur Bestimmung der relevanten Kapazität



Anmerkung: *Option, um nicht unter EH zu fallen: Senkung der genehmigten Kapazität unter 20 MW bzw. bei derzeitigen Kaltreserven Verzicht auf BImSchG-Genehmigung (Totalstilllegung).

Quelle: Fraunhofer ISI

Welche Teilnahmeregelungen gelten in anderen EU-Mitgliedstaaten?

Der Anwendungsbereich der Richtlinie wurde bei der nationalen Umsetzung in den verschiedenen Mitgliedstaaten unterschiedlich gehandhabt. Dies liegt vor allem an der Vielzahl an Interpretationsmöglichkeiten der Richtlinie speziell im Bereich der Definition von Feuerungsanlagen und der Kumulierungsregelung. Erst unmittelbar vor Verabschiedung der Richtlinie legte die Kommission im September 2003 in einem so genannten *Installation Non-Paper* ihre – sehr weite – Interpretation vor. Deutschland hatte sich zu diesem Zeitpunkt bereits im Zuge der Datenerhebung über die Immissionsschutzbehörden für eine Interpretation nach der EU-Emissionshandelsrichtlinie über die integrierte Vermeidung und Verminderung der Umweltverschmutzung (IVU-Richtlinie) entschieden, die durch das Bundes-Immissionsschutzgesetz umgesetzt wird. Durch diese Fokussierung auf das BImSchG fallen in Deutschland bestimmte Anlagen wie beispielsweise Wärmeöfen der eisenschaffenden Industrie oder Cracker der chemischen Industrie nicht unter den Anwendungsbereich des TEHG, obwohl sie nach der weiten Interpretation der Europäischen Kommission eigentlich

hätten einbezogen werden müssen, was in anderen Ländern (z. B. Dänemark) auch der Fall ist. Die in Deutschland gültige Ausnahmeregelung für die EEG-Anlagen ist ebenfalls nicht konform mit der Interpretation der Kommission. Auch im Hinblick auf die Kumulierungsregel wurde in Deutschland nach dem BImSchG verfahren, das eine engere Auslegung vornimmt: Im BImSchG müssen die angeführten Bedingungen gleichzeitig alle zutreffen (die Bedingungen sind mit "und" verknüpft), wohingegen nach der EU-Emissionshandelsrichtlinie das Erfüllen einer der Bedingungen für die Kumulierung genügt (Bedingungen sind mit "oder" verknüpft). Dies mag zwar nur in wenigen Fällen zu einer unterschiedlichen Behandlung führen, ist jedoch für eine Gleichbehandlung innerhalb der EU von Bedeutung.

Aber nicht nur in Deutschland sind durch die eigene Interpretation der Richtlinie bestimmte Anlagentypen nicht vom Emissionshandel betroffen. Frankreich, Spanien und Italien hatten eine besonders enge Definition des Begriffes "Feuerungsanlage" gewählt. Nach ihrer Interpretation wären Feuerungsanlagen aus Branchen, die nicht explizit in Annex I aufgeführt sind (wie z. B. die Zuckerindustrie oder die Automobilindustrie), nicht unter den EU-Emissionshandel gefallen. Die Kommission hat jedoch diese enge Interpretation nicht akzeptiert und so müssen bzw. mussten sämtliche Staaten die ursprünglich eingereichten Anlagenlisten revidieren. In Frankreich hat dies dazu geführt, dass sich die Anzahl der Anlagen, die direkt am EU-Emissionshandel teilnehmen, mehr als verdoppelte.

Exkurs zum internationalen Emissionshandel

Bezüglich der Teilnahme von Unternehmen schreiben das Kyoto-Protokoll und die *Marrakesh Accords* den Mitgliedstaaten nichts verbindlich vor, da sie sich auf den Handel zwischen Vertragsstaaten beschränken. Analog wie bei den projektbasierten Mechanismen müssen Unternehmen für die Teilnahme am internationalen Emissionshandel erst von der Regierung ihres Vertragsstaates autorisiert werden (siehe Paragraph 5 im Annex zu Artikel 17 in den *Marrakesh Accords*).

Das Kyoto-Protokoll basiert – wie die EU-Emissionshandelsrichtlinie – auf direkten Emissionen und dem so genannten Territorialprinzip, d. h. Emissionen, die indirekt durch ausländische Nachfrage verursacht werden, werden den exportierenden Ländern zugerechnet.

Wie viele Anlagen werden in den EU-Emissionshandel einbezogen?

EU-weit nehmen etwa 11.400 Anlagen in der ersten Zuteilungsperiode 2005 - 2007 teil (siehe Anhang G NAP-Vergleich). In größeren Mitgliedstaaten wie Frankreich, Italien, Polen oder Großbritannien werden ca. 1.000 bis 1.300 Anlagen erfasst, in den meisten anderen Mitgliedstaaten liegt die Zahl zwischen 50 und 400 Anlagen. In Deutschland – dem Land mit den meisten Anlagen – sind es rund 1.850 Anlagen. Davon stehen mit 177 Anlagen knapp 10 % in Baden-Württemberg. Die Anlagen aus Baden-Württemberg erhalten in der ersten Zuteilungsperiode (2005 - 2007) knapp 6 % der EU-Berechtigungen, die insgesamt in Deutschland zugeteilt wurden (zu den Zuteilungsregeln siehe Kapitel I.1.2.4). Die Anzahl der von der Richtlinie betroffenen Unternehmen ist jedoch geringer, da große Unternehmen zahlreiche Anlagen betreiben.

Eine Liste der Anlagen, die in Deutschland in der ersten Zuteilungsperiode 2005 - 2007 unter den EU-Emissionsrechtehandel fallen, findet sich im Internet auf der www-Seite der DEHSt unter:

http://www.dehst.de/cln_006/nn_121326/SharedDocs/Downloads/DE/Anlagen_dl/Anlagenliste_20_28PDF_29.html.

Die regionale Verteilung der EU-EH-Anlagen auf die einzelnen Bundesländer findet sich in Tabelle I-3.

Tabelle I-3: Verteilung von Anlagen und zugeteilten Berechtigungen nach Bundesländern

	Anzahl der Anlagen	Anteil an Anlagen	Zuteilung in Mio. t CO₂-Äqu. pro Jahr	Anteil an Zuteilung
Baden-Württemberg	177	9,57%	29,32	5,92%
Bayern	285	15,41%	26,19	5,29%
Berlin	38	2,06%	9,32	1,88%
Brandenburg	75	4,06%	52,72	10,65%
Bremen	29	1,57%	11,68	2,36%
Hamburg	43	2,33%	4,34	0,88%
Hessen	132	7,14%	13,78	2,78%
Mecklenburg-Vorpommern	32	1,73%	3,63	0,73%
Niedersachsen	195	10,55%	34,68	7,01%
Nordrhein-Westfalen	441	23,85%	218,27	44,10%
Rheinland-Pfalz	88	4,76%	8,78	1,77%
Saarland	31	1,68%	17,77	3,59%
Sachsen	101	5,46%	33,15	6,70%
Sachsen-Anhalt	73	3,95%	19,65	3,97%
Schleswig-Holstein	54	2,92%	7,57	1,53%
Thüringen	55	2,97%	4,14	0,84%
Summe	1.849	100,00%	495,00	100,00%

Quelle: UBA/DEHSt (2004): Emissionshandel in Deutschland - Verteilung der Emissionsberechtigungen für die erste Handelsperiode 2005 - 2007, Daten und Fakten zur Zuteilung der Emissionsberechtigungen an 1.849 Anlagen, 20.12.2004.

Eine Anlagenliste für andere Staaten findet sich auf den entsprechenden Internetseiten (siehe Anhang E) oder in der Zuteilungstabelle des jeweiligen Registers.

Bei der Verteilung der Anlagen und Berechtigungen nach Tätigkeiten (siehe Tabelle I-4) fällt auf, dass ca. 2/3 der deutschen Anlagen und fast 80 % der dazu gehörigen Emissionsberechtigungen auf Tätigkeiten im Energiebereich entfallen.

Tabelle I-4: Verteilung von Anlagen und zugeteilten Berechtigungen nach Tätigkeiten

	Anzahl der Anlagen	Anteil an Anlagen	Zuteilung in Mio. t CO ₂ -Äqu. pro Jahr	Anteil an Zuteilung
Energie	1236	66,85%	390,24	78,84%
Keramik	206	11,14%	2,52	0,51%
Papier	122	6,60%	4,99	1,01%
Glas	90	4,87%	4,69	0,95%
Kalk (inkl. Zucker)	67	3,62%	9,25	1,87%
Zement	48	2,60%	23,73	4,79%
Eisen/Stahl	39	2,11%	33,69	6,81%
Raffinerie	37	2,00%	24,44	4,94%
Zellstoff	4	0,22%	1,45	0,29%
Summe	1.849	100,00%	495,00	100,00%

Quelle: UBA/DEHSt (2004): Emissionshandel in Deutschland - Verteilung der Emissionsberechtigungen für die erste Handelsperiode 2005 - 2007, Daten und Fakten zur Zuteilung der Emissionsberechtigungen an 1.849 Anlagen, 20.12.2004.

Was gilt für nicht verpflichtete Anlagen?

Zur Einhaltung der Klimaschutzziele sowie zur Vermeidung von Wettbewerbsverzerrungen kann sich die staatliche Regulierung nicht nur auf die Anlagen, die unter die EU-Emissionshandelsrichtlinie fallen, beschränken. Durch andere Politiken und Maßnahmen, wie z. B. der Ökosteuer oder dem Erneuerbare-Energien-Gesetz, sind auch Anlagen und Sektoren von umweltpolitischen Maßnahmen betroffen, die nicht direkt am Emissionshandel teilnehmen.²⁵ Es ist allerdings denkbar, dass Anlagen, die zurzeit noch nicht verpflichtend am EU-Emissionsrechtehandel teilnehmen, über ein *Opt-in* freiwillig teilnehmen oder zu einem späteren Zeitpunkt verpflichtet werden.

²⁵ Allerdings kommt es auch zur Doppelregulierung, da viele Unternehmen, die unter die EU-Emissionshandelsrichtlinie fallen, auch Ökosteuer zahlen.

Welche *Opt-in*-Regelungen ergeben sich aus der EU-Emissionshandelsrichtlinie?

Nach der Artikel 24 der EU-Richtlinie kann jeder Mitgliedstaat wählen, ob auch andere Anlagen in das Emissionsrechtehandelssystem einbezogen werden sollen. Dies wird als ***Opt-in*** bezeichnet, wobei folgende Regelung gilt:

Ab 2005 können auf Antrag bei der EU-Kommission auch Anlagen und Gase einbezogen werden, die in Annex I (siehe Tabelle I-1) aufgelistet sind, jedoch die angegebenen Schwellenwerte für Kapazität bzw. Produktionsmengen unterschreiten.

Ab 2008 können auf Antrag bei der EU-Kommission auch andere Gase und Anlagen einbezogen werden, wenn bestimmte Kriterien im Hinblick auf Auswirkungen auf den Binnenmarkt, Wettbewerbsverzerrungen, Umweltwirksamkeit oder Überwachungs- und Berichterstattungsverfahren eingehalten werden. Im Evaluierungsbericht zur ersten Phase des EU-Emissionsrechtehandels, der bis zum 30. Juni 2006 von der EU-Kommission vorzulegen ist, ist dazu Stellung zu nehmen.

Welche *Opt-in*-Regelungen gelten in Deutschland?

In Deutschland kommt die *Opt-in*-Regelung in der ersten Zuteilungsperiode 2005 - 2007 nicht zur Anwendung.

Welche *Opt-in*-Regelungen gelten in anderen Mitgliedstaaten?

In Schweden, Finnland und Lettland wurde eine *Opt-in*-Regelung zum Beispiel für KWK-Anlagen beantragt, die Teil eines Fernwärmesystems sind. Weisen dabei eine oder mehrere Anlagen eine Kapazität von mindestens 20 MW_{th} auf, müssen alle Anlagen des Fernwärmesystems am Emissionshandel teilnehmen, um keine Verzerrungen zu erzeugen. In Slowenien, Litauen und Lettland ist generell ein *Opt-in* für Heizkraftwerke kleiner 20 MW vorgesehen. In Schweden (66 Anlagen), Finnland (209 Anlagen), Slowenien (15 Anlagen) und Lettland (23 Anlagen) ist das *Opt-in* von der Kommission bereits genehmigt worden. Nur für Litauen liegt bisher noch keine Genehmigung von Seiten der Kommission vor. Österreich hat für eine einzelne Anlage ein *Opt-in* beantragt und genehmigt bekommen.²⁶

²⁶ Siehe http://europa.eu.int/comm/environment/climat/pdf/sweden_dec.pdf.

Welche Teilnahmeoptionen existieren für verpflichtete Anlagen?

Prinzipiell kann beim EU-Emissionsrechtehandel auch für Anlagen, die eigentlich zertifikatepflichtig wären, die Möglichkeit eingeräumt werden, eine Befreiung (**Opt-out**) zuzulassen, wenn entsprechende Kriterien erfüllt werden. Auch ein **Pooling** von Anlagen wäre denkbar, wodurch sich voraussichtlich – speziell für kleine Unternehmen – die Transaktionskosten für die Teilnahme am EU-Emissionsrechtehandel reduzieren ließen. Auch hierfür sind spezielle Regelungen erforderlich.

Welche **Opt-out**-Regelungen ergeben sich aus der EU-Emissionshandelsrichtlinie?

In der EU-Emissionshandelsrichtlinie ist gemäß Artikel 27 ein **Opt-out für die erste Periode** (d. h. bis Ende 2007) für Anlagen aus Annex I bzw. ganze Branchen möglich. Hierfür ist von den Mitgliedstaaten ein entsprechender *Opt-out*-Antrag bei der EU-Kommission einzureichen. Außerdem wird gefordert, dass die Anträge veröffentlicht werden und öffentliche Anmerkungen zu berücksichtigen sind.

Folgende Kriterien müssen erfüllt werden:

1. Infolge der einzelstaatlichen Politik begrenzen die Anlagen ihre Tätigkeiten und Emissionen ebenso weit, wie sie dies tun würden, wenn sie der Richtlinie zum EU-Emissionsrechtehandel unterworfen wären.
2. Die Überwachungs-, Berichterstattungs- und Verifizierungsanforderungen entsprechen gleichwertigen Regelungen wie die in der Richtlinie zum EU-Emissionsrechtehandel.
3. Die Sanktionen bei Nichterfüllung sind zumindest gleichwertig mit denen der Richtlinie zum EU-Emissionsrechtehandel (in der Periode von 2005 - 2007 zunächst 40 €/t und ab 2008 dann 100 €/t CO₂-Äqu.).
4. Es entstehen keine Wettbewerbsverzerrungen auf dem Binnenmarkt.

Vorteile aus einem *Opt-out* sind voraussichtlich nur dann vorhanden, wenn bereits ein nationales Instrument existiert, das die aufgelisteten Anforderungen erfüllt. Dies ist in den wenigsten Ländern der Fall. Auf der anderen Seite können durch ein temporäres *Opt-out* auch **Nachteile** entstehen. So entgeht den teilnehmenden Anlagenbetreibern die Chance, in einer ersten "Übungsphase" – mit geringeren Sanktionen und ggf. weniger strikten Gesamtzielen – Erfahrungen zu sammeln. Ab 2008 stehen diese Unternehmen auf alle Fälle mit in- und ausländischen Unternehmen im Wettbewerb, die auf diese Erfahrungen zurückgreifen können. Außerdem können Betreiber, die sich für ein *Opt-out* entscheiden, die durch Minderungsmaßnahmen potenziell frei werdenden Zertifikate nicht verkaufen; sie werden aber bei einer Nichterfüllung sanktioniert.

Welche *Opt-out*-Regelungen gelten in Deutschland?

In Deutschland kommt die *Opt-out*-Regelung in der ersten Zuteilungsperiode 2005 - 2007 nicht zur Anwendung.

Welche *Opt-out*-Regelungen gelten in anderen Mitgliedsstaaten?

Von der *Opt-out*-Regelung haben nur wenige Länder Gebrauch gemacht. Genehmigt wurde bisher der *Opt-out*-Antrag von Großbritannien für 63 Anlagen und von den Niederlanden für 150 Anlagen:

- In **Großbritannien** können Anlagen, die unter das britische Emissionshandelssystem fallen, von einem Wahlrecht Gebrauch machen, wobei das dortige System nach bisheriger Planung am 31.12.2006 endet. Die Anlagenbetreiber können demnach auch nur für die ersten zwei Jahre des EU-Handelssystems ein *Opt-out* wahrnehmen. Die genehmigten *Opt-out*-Anlagen sind für 4 % der Emissionen aller unter den EU-Emissionsrechtehandel fallenden Anlagen in Großbritannien verantwortlich. Das Vereinigte Königreich hat zudem der EU-Kommission versichert, dass die obigen vier Kriterien für das *Opt-out* erfüllt werden.²⁷
- In den **Niederlanden** hat die Kommission das *Opt-out* für kleine Anlagen, die weniger als 25.000 t CO₂ im Jahr emittieren, genehmigt. Diese 142 Anlagen machen ca. 1,53 % der Emissionen aller unter den EU-Emissionsrechtehandel fallenden Anlagen in den Niederlanden aus. Auch hier wurde von der Regierung versichert, dass die vier Kriterien erfüllt werden. Darüber hinaus wurde in einem zweiten Antrag, das *Opt-out* von weiteren acht Anlagen beantragt, die für 6,43 % der Emissionen aller unter den EU-Emissionsrechtehandel fallenden Anlagen in den Niederlanden ausmachen. Die Ausnahmeregelung wurde für diese Anlagen mit dem Gleichbehandlungsgrundsatz begründet, der auf der unterschiedlichen Interpretation des Anhangs I der EU-Emissionshandelsrichtlinie zurückzuführen ist. In Mitgliedsstaaten, die eine engere Interpretation vorgenommen haben, fallen diese Anlagen nicht unter den Anwendungsbereich des Emissionshandels.²⁸

In **Polen** (für 221 Anlagen mit weniger als 5.000 t CO₂ im Jahr, ca. 0,1% der Gesamtemissionen) und **Tschechien** (für genehmigte II-Projekte in EU-EH-Anlagen) sind *Opt-out*-Regelungen in den Nationalen Allokationsplänen vorgesehen. Auch **Belgien** hat ein *Opt-out* für seine Sicherheits- und Notaggregate für den Betrieb der Kernkraftwerke Doel und Tihange sowie für das Militär und

²⁷ Siehe http://europa.eu.int/comm/environment/climat/pdf/uk_dec.pdf.

²⁸ Siehe http://europa.eu.int/comm/environment/climat/pdf/netherlands_dec.pdf

den Gastransport beantragt. Bisher liegen allerdings noch keine Genehmigungen der Kommission für diese *Opt-out*-Regelungen vor.

Welche *Pooling*-Regelungen gibt die EU-Emissionshandelsrichtlinie vor?

Neben dem *Opt-out* sieht die EU-Emissionshandelsrichtlinie gemäß Artikel 28 die Möglichkeit vor, dass Anlagenbetreiber einer Branche einen **Pool** bzw. Anlagenfonds bilden und somit ihre Emissionsberechtigungen über einen Treuhänder verwalten lassen können. Diese Option ist im Gegensatz zum *Opt-out* auch noch in der zweiten Phase (2008 - 2012) möglich. Dem Treuhänder wird dabei die Gesamtmenge der Emissionsberechtigungen ausgegeben, die der Summe der einzelnen anlagenspezifischen Zuteilungen entspricht. Dieser ist für die Einhaltung der Emissionsverpflichtungen verantwortlich und trägt die Sanktionen. Falls der Treuhänder diesen Pflichten nicht nachkommt, sind letztlich die Anlagenbetreiber verantwortlich. Falls die Emissionsberichterstattung eines Poolteilnehmers nicht zufrieden stellend verifiziert wurde, verliert der Treuhänder das Recht, im Rahmen des EU-Emissionsrechtehandels Zertifikate zu verkaufen.

Ebenso wie beim *Opt-out* ist auch beim *Pooling* ein Antrag vom Mitgliedstaat bei der EU-Kommission zu stellen. Innerhalb von drei Monaten entscheidet die Kommission über die Zulässigkeit eines Antrags, wobei bei Ablehnung der Kommission der Pool von einem Mitgliedstaat nur mit den von der Kommission akzeptierten Änderungen erlaubt werden kann.

Der **Vorteil** eines *Poolings* wurde ursprünglich vor allem darin gesehen, dass keine anlagenscharfe Zuteilung notwendig gewesen wäre und die Selbstverpflichtung der deutschen Industrie weiter hätte bestehen bleiben können. Nachdem jedoch ein Allokationsverfahren festgelegt wurde, das für einen *Pool* die Aggregation anlagenscharfer Zuteilungsmengen und auch die Berichterstattung und Verifizierung auf Anlagenebene vorsieht, sind mögliche Kostenvorteile einer *Pool*-Lösung sowie die Kompatibilität mit der derzeitigen Selbstverpflichtung fraglich. Es können eventuell steuerrechtliche Vorteile dadurch entstehen, dass die Transfers von Emissionsberechtigungen innerhalb des Pools erfolgen anstatt zwischen zwei Anlagenbetreibern.

Allerdings können dem einzelnen Anlagenbetreiber durch das *Pooling* **Nachteile** entstehen: Für Betreiber, die EU-Berechtigungen verkaufen könnten (bzw. unterdurchschnittlich viele Emissionsberechtigungen zukaufen müssten) bestünde durch eine Teilnahme am *Pool* die Gefahr der Schlechterstellung, wenn die Gewinne bzw. Kosten im *Pool* "sozialisiert" würden.

Welche *Pooling*-Regelungen gelten in Deutschland?

In Deutschland ist *Pooling* – im TEHG mit "Anlagenfonds" – übersetzt, nach § 24 TEHG prinzipiell möglich. Anträge sind bis spätestens fünf Monate vor Beginn der jeweiligen Zuteilungsperiode bei der zuständigen Behörde zu stellen, d. h. hätten für die erste Zuteilungsperiode bis Ende Juli 2004 bei der DEHSt gestellt werden müssen. Für die erste Periode ist in Deutschland mit keinem Anlagenfonds zu rechnen, da selbst die drei Anträge, die einmal gestellt wurden, mittlerweile wieder zurückgezogen wurden.

Welche *Pooling*-Regelungen gelten in anderen Mitgliedstaaten?

In den meisten Mitgliedstaaten wurde das *Pooling* in der nationalen Implementierung der Richtlinie vorgesehen, jedoch liegt bisher nur aus Frankreich die Information vor, dass dort Anlagenbetreiber aus steuerrechtlichen Gründen das *Pooling* nutzen wollen.

Welche Gase werden einbezogen?

Bei der Etablierung eines Emissionsrechtehandelssystems ist zu entscheiden, welche Gase sich mit der notwendigen Genauigkeit quantifizieren lassen, wobei der damit verbundene Aufwand zu berücksichtigen ist. Das bei der Verbrennung von fossilen Energieträgern entstehende Kohlendioxid (CO_2), das mengenmäßig das "Hauptgas" der vom Menschen ausgestoßenen Treibhausgase darstellt, ist dabei am besten zu quantifizieren. Bei den anderen fünf "Kyoto-Gasen" Methan (CH_4), Lachgas (N_2O), teilhalogenierte Fluorkohlenwasserstoffe (H-FKW, engl. HFC), perfluorierte Kohlenwasserstoffe (FKW, engl. PFC) und Schwefelhexafluorid (SF_6) hängt die zuverlässige Quantifizierbarkeit besonders von der Quelle ab. Sie alle können in CO_2 -Äquivalente umgerechnet werden, so dass eine gegenseitige "Verrechnung" problemlos möglich wird.

Welche Regelungen gelten für den EU-Emissionshandel?

Die EU-Emissionshandelsrichtlinie bezieht sich vorerst nur auf **Kohlendioxid-Emissionen**, wobei neben den **energiebedingten** auch die **prozessbedingten** Emissionen einbezogen sind. Eine Emissionsberechtigung beinhaltet dabei das handelbare Recht, eine Tonne CO_2 -Äquivalent (CO_2 -Äqu.) innerhalb einer bestimmten Periode zu emittieren.

Ab der zweiten Periode, d. h. ab 2008 besteht über das *Opt-in* die Möglichkeit, weitere Treibhausgase in das System aufzunehmen, vorausgesetzt, die Emissionen können mit hinreichender Genauigkeit bestimmt werden. Darüber hinaus kann die EU-Kommission in ihrem Bericht zum Juni 2006 u. a. auch Vorschläge zur Ausweitung des EU-Emissionsrechtehandels auf andere Treibhausgase unterbreiten.

Exkurs zum Internationalen Emissionshandel

Das nach dem Kyoto-Protokoll jedem Industrieland zugewiesene Emissionsbudget (*Assigned Amount*, AA) bezieht sich auf den Korb der sechs "Kyoto-Gase" Kohlendioxid (CO₂), Methan (CH₄), Lachgas (N₂O), H-FKW, FKWs und SF₆. Alle sechs Gase können im Rahmen des internationalen Emissionsrechtehandels nach Artikel 17 des Kyoto-Protokolls zwischen Staaten gehandelt werden. Das bedeutet jedoch nicht, dass jeder Staat seine Unternehmen autorisieren muss, mit allen sechs Gasen zu handeln. International bleibt jeder Vertragsstaat dafür verantwortlich, dass die Emissionen und ihre Reduktion aller sechs Kyoto-Gase richtig quantifiziert werden.

Um mit dem im Kyoto-Protokoll vorgesehenen Emissionshandel kompatibel zu sein, wurde beim EU-Emissionsrechtehandel als Bemessungsgrundlage eine Tonne Kohlendioxid-Äquivalente (t CO₂-Äqu.) gewählt. Die Umrechnung sollte entsprechend der vom *Intergovernmental Panel of Climate Change* (IPCC) festgesetzten Faktoren für Erwärmungspotenziale (*Global Warming Potential*, GWP) erfolgen (siehe Anhang B). Bei einem 100-jährigen Zeithorizont sehen die GWPs für die im Kyoto-Protokoll geregelten Gase wie folgt aus:

Gas aus Anlage A (Kyoto-Protokoll)	Erwärmungspotenzial
Kohlendioxid (CO ₂)	1
Methan (CH ₄)	21
Distickstoffoxid (N ₂ O)	310
Teilhalogenierte Fluorkohlenwasserstoffe (H-FKW)*	140 bis 11.700
Perfluorierte Kohlenwasserstoffe (FKW)*	6.500 bis 9.200
Schwefelhexafluorid (SF ₆)	23.900

* Zu den Erwärmungspotenzialen der einzelnen H-FKW (HFC) und FKW (PFC) siehe Anhang B.

Hinsichtlich der Einbeziehung von **biologischen Quellen und Senken auf Kohlenstoffspeicher und -flüsse** ist Folgendes zu beachten: Da Senken wie Aufforstung, Wiederaufforstung oder forstwirtschaftliche Maßnahmen laut Art. 3.3 und 3.4 KP zur nationalen Zielerreichung zugelassen sind, wäre für die Zukunft eine Einbeziehung auch auf der Ebene des Europäischen Handelssystems denkbar. Jedoch stellen sich hier die gleichen Quantifizierungs- und Dauerhaftigkeitsprobleme wie auf internationaler Ebene. Bisher können bspw. CDM-Auf- und Wiederaufforstungsprojekte (siehe Kapitel II.5) gemäß der *Linking Directive* nicht im europäischen Emissionshandel angerechnet werden, da die Kompatibilität der temporären Gutschriften mit den EU-Berechtigungen nicht gewährleistet ist. Daher sollte zuvor Klarheit geschaffen werden, wie diese Kompatibilität erzielt werden kann, damit es zu keinem Handel mit Emissionsminderungen unterschiedlicher Qualität kommt – denn dies würde einen funktionierenden, ökologisch treffsicheren Emissionsrechtehandel untergraben.

1.2.3 Treibhausgasgenehmigung

Wichtige Dokumente:

- 
- EU: Emissionshandelsrichtlinie: Art. 4-6
EU-Monitoring-Leitlinien
 - DE: TEHG: §§ 4, 5
DEHSt-Monitoring-Konzept

Welche Regelungen zur Genehmigung gibt die EU-Emissionshandelsrichtlinie vor?

Jeder Betreiber muss nach der EU-Emissionshandelsrichtlinie über eine entsprechende Genehmigung zur Emission von Treibhausgasen verfügen, die in der Richtlinie *Permit* genannt wird (Art. 4 - 6 RL). Welche Angaben die Anträge auf Erteilung von Genehmigungen zur Emission von Treibhausgasen enthalten müssen, wird in Artikel 5 der EU-Emissionshandelsrichtlinie beschrieben. Eine Voraussetzung für die Erteilung und den Inhalt der Genehmigung zur Emission von Treibhausgasen ist, dass die zuständige Behörde davon überzeugt ist, dass der Betreiber in der Lage ist, die Emissionen zu überwachen und darüber Bericht zu erstatten. Eine Genehmigung zur Emission von Treibhausgasen kann sich dabei auf eine oder mehrere vom selben Betreiber am selben Standort betriebene Anlagen beziehen. Die Angaben, die in einer Genehmigung enthalten sein sollen, sind in Artikel 6 RL aufgeführt.

Welche Regelungen zur Genehmigung gelten in Deutschland?

Auch in Deutschland bedarf die Freisetzung von Treibhausgasen einer Genehmigung (§ 4 Abs.1 TEHG). Jedoch gilt, dass für Anlagen, für die eine Betriebsgenehmigung nach dem BImSchG bereits erteilt worden ist, diese als Emissionsgenehmigung nach dem TEHG anerkannt wird (vgl. § 4 Abs. 6 TEHG). Insofern **bedürfen Anlagen, die bereits über eine BImSchG-Genehmigung verfügen, keiner zusätzlichen Genehmigung**. Es genügt, wenn der Betreiber gem. § 4 Abs. 7 innerhalb von 3 Monaten, d. h. bis zum 15.10.2004 der Behörde seine Anlage angezeigt hat (§4 Abs. 7 TEHG). Das gilt auch für Anlagen, die nach § 67 Abs. 2 BImSchG angezeigt worden sind. Zuständig für die Entgegennahme der Anzeigen für Anlagen sind die jeweiligen Landes-Imissionsschutzbehörden.

Gemäß § 5 (7) TEHG legt die BImSchG-Behörde durch nachträgliche Anordnung nach § 17 des BImSchG die Überwachungs- und Berichterstattungsbestimmungen fest.

Für **neue Anlagen oder Anlagen ohne Genehmigung nach BImSchG** gilt, dass diese einen Genehmigungsantrag spätestens mit dem Zuteilungsantrag (siehe Kapitel I.1.2.7) bei der jeweiligen Landes-Immissionsschutzbehörde zu stellen haben. Dem Genehmigungsantrag sind folgende Informationen beizufügen (siehe § 4 Abs. 3 TEHG):

1. die Angabe des Namens und der Anschrift des Verantwortlichen,
2. eine Darstellung der Tätigkeit, des Standortes sowie Art und Umfang der dort durchgeführten Verrichtungen und der verwendeten Technologien,
3. eine Aufstellung der Rohmaterialien und Hilfsstoffe, deren Verwendung voraussichtlich mit Emissionen verbunden ist,
4. Angaben über die Quellen von Emissionen,
5. Angaben zur Ermittlung der Emissionen und Berichterstattung nach § 5 TEHG,
6. die Angabe, zu welchem Zeitpunkt die Anlage in Betrieb genommen worden ist oder werden soll, und
7. alle zur Prüfung der Genehmigungsvoraussetzungen erforderlichen Unterlagen.

Dem Antrag ist eine nichttechnische Zusammenfassung der in Punkt 2 genannten Angaben beizufügen.

Wenn vom höchstmöglichen Genauigkeitsgrad bei der Emissionsüberwachung entsprechend dem Ebenenkonzept der EU-*Monitoring*-Leitlinien aus anlagen- oder tätigkeitsspezifischen Gründen abgewichen werden soll und insbesondere die dort vorgesehenen Berechnungen der CO₂-Emissionen durch Messungen ersetzt werden sollen, ist eine vorherige behördliche Zustimmung erforderlich. In diesen Fällen sollte sich der Betreiber mit der für ihn örtlich zuständigen Immissionsschutzbehörde möglichst frühzeitig in Verbindung setzen.

!

1.2.4 Anfangsallokation

Wichtige Dokumente:

- EU: Emissionshandelsrichtlinie: Anhang 3
EU-NAP-*Non-Paper*
NAP-Entscheidungen
- DE: NAP
ZuG2007
ZuV2007

!

Bevor mit dem Emissionsrechtehandel begonnen werden kann, muss die zu verteilende Menge an Emissionsberechtigungen – das so genannte **EH-Budget** – festgelegt und das Zuteilungsverfahren gewählt werden. Dabei können grundsätzlich zwei Verfahren unterschieden werden:

- Gratisvergabe und
- Versteigerung der Emissionsberechtigungen.

Erfolgt die **Gratisvergabe** auf der Basis historischer Emissionen, spricht man auch vom *Grandfathering*.

Bei der **Versteigerung** werden die Emissionsberechtigungen über eine Auktion vergeben, in der die Teilnehmer über Gebote ihre Zahlungsbereitschaft für Emissionsberechtigungen offenbaren.

Prinzipiell ist auch eine Kombination beider Systeme möglich. Im so genannten **Hybridansatz** werden dann ein Teil der Emissionsberechtigungen gratis und der andere Teil per Versteigerung zugeteilt.

Exkurs: Auktion

Bei einer Auktion erfolgt die Anfangsverteilung der Emissionsberechtigungen über eine Versteigerung. Die Höhe der Gebote spiegelt die (marginale) Zahlungsbereitschaft der Verpflichteten wider, die sich wiederum nach der Höhe der eigenen Minderungskosten sowie dem Rechtebedarf richtet. Unter sonst gleichen Bedingungen benötigen Unternehmen mit niedrigen Minderungskosten dabei weniger Zertifikate als solche mit hohen Minderungskosten. Das heißt, im Prinzip bewirkt eine Auktion dasselbe wie der Handel mit Emissionsberechtigungen: Minderungsmaßnahmen werden dort durchgeführt, wo dies am günstigsten möglich ist. Dieser Mechanismus bewirkt gleichzeitig, dass ein hoher Auktionsanteil dem Markt für Emissionsrechte Liquidität entzieht: ein Teil der Transaktionen, die ohne Auktion über den Markt abgewickelt worden wären, werden in einer Auktion quasi „vorweggenommen“. Eine dem eigentlichen Marktgeschehen vorgeschaltete Auktion – wie beispielsweise im US *Acid Rain* Programm für SO₂-Emissionsrechte – kann aber auch die Effizienz gerade junger Handelssysteme verbessern. Über die Auktion erhalten die Teilnehmer frühe Preissignale über die wahren Knappheitsverhältnisse und verfügen damit über bessere Informationen für ihre Investitions- und Handelsstrategien.²⁹

²⁹ Für ein anschauliches Beispiel im Rahmen von Simulationen des EU Emissionshandelssystems siehe z. B. Ehrhart, K.-M., Hoppe, Ch., Schleich, J. und Seifert, S. (2005): *The role of auctions and forward markets in the EU ETS: counterbalancing the cost-inefficiencies of combining generous allocation with a ban on banking*, *Climate Policy*, November.

Für die Versteigerung sind verschiedene Verfahren denkbar, die sich bezüglich ihrer Allokationseffizienz und anderer Kriterien (wie z. B. strategische Verhaltensmöglichkeiten) unterscheiden. Beim Design einer Auktion ist vor allem darauf zu achten, dass das Entstehen von Marktmacht verhindert wird. Sonst könnte beispielsweise eine finanzstarke Gruppe von Teilnehmern andere Bewerber über den Kauf einer großen Menge an Emissionsberechtigungen aus dem Markt drängen bzw. bei illiquiden Zertifikatmärkten (geringes Angebot und/oder Nachfrage) den Preis zu seinen Gunsten manipulieren.

Der Nachteil einer Versteigerung aus Unternehmenssicht besteht darin, dass sie mit zusätzlichen Ausgaben und Risiken verglichen mit dem *Grandfathering* verbunden ist. Ersterem versuchen Konzepte entgegenzuwirken, die die Einnahmen aus der Auktion an alle Auktionsteilnehmer zurückverteilen. Diese Rückverteilung kann beispielsweise nach einem Schlüssel erfolgen, der effizienteren Unternehmen höhere Erstattungen bringt, als sie zum Zertifikate-Erwerb benötigten und umgekehrt ineffizienteren Teilnehmern etwas weniger zurückgibt als für den Erwerb aufgewandt werden musste.

Welche Allokations-Regelungen ergeben sich aus der EU-Emissionshandelsrichtlinie?

Das zentrale Element des EU-Emissionshandelssystems im Hinblick auf die Anfangsallokation ist der *Nationale Allokationsplan* (NAP), den die EU-Mitgliedstaaten für jede Zuteilungsperiode getrennt aufstellen müssen (siehe nächster Abschnitt). Darüber hinaus gibt die EU-Emissionshandelsrichtlinie vor, dass die Mitgliedstaaten in der ersten Zuteilungsperiode (2005 - 2007) mindestens 95 % des EH-Budgets gratis vergeben müssen. Es können also höchstens 5 % des EH-Budgets versteigert werden. In der zweiten Zuteilungsperiode (2008 - 2012) müssen mindestens 90 % der EU-Berechtigungen gratis ausgegeben werden.

In den folgenden Abschnitten werden die Kriterien für den NAP, der Aufbau des deutschen NAPs und die konkreten Zuteilungsregeln in Deutschland im Detail dargestellt und erläutert.

1.2.4.1 Der Nationale Allokationsplan (NAP)

Welche Regelungen zum Allokationsplan existieren auf EU-Ebene?

Gemäß Artikel 9 der EU-Emissionshandelsrichtlinie muss aus dem Nationalen Allokationsplan (NAP) hervorgehen:

- wie viele Emissionsberechtigungen die einzelnen Mitgliedstaaten in einer Zuteilungsperiode insgesamt auszugeben beabsichtigen (**EH-Budget**), und
- nach welchen Regeln die EU-Berechtigungen den einzelnen Anlagen zugeteilt werden.

Aus der Perspektive der Unternehmen, die am EU-Emissionsrechtehandel teilnehmen werden, konkretisiert der NAP zum einen die „Spielregeln“, die für die strategischen unternehmerischen Entscheidungen, das heißt für die Entwicklung einer langfristigen Handels- und Investitionsstrategie, elementar sind. Zum anderen beeinflussen die Regelungen des NAP ganz entscheidend, ob ein Unternehmen zu den „Gewinnern“ oder „Verlierern“ des EU-Emissionsrechtehandels zählen wird.

Der Nationale Allokationsplan für die erste Zuteilungsperiode 2005 - 2007 war bis 31. März 2004 zu veröffentlichen und bei der EU-Kommission zur Anerkennung vorzulegen. Allokationspläne für zukünftige Zuteilungsperioden sind spätestens **18 Monate vor Beginn der jeweiligen Zuteilungsperiode** zu übermitteln. Der Zuteilungsplan für die zweite Zuteilungsperiode des EU-Emissionshandelssystems (2008 - 2012) ist demnach bis zum **30. Juni 2006** bei der Kommission vorzulegen. Die Kommission prüft dann, inwiefern die in der Richtlinie genannten Anforderungen zur Erstellung eines NAPs erfüllt sind. Insbesondere sind die in Anhang III der Richtlinie genannten Kriterien zu berücksichtigen³⁰:

³⁰ Darüber hinaus können die Mitgliedstaaten zusätzliche nationale Kriterien anwenden.

Allokationskriterien nach Anhang III der EU-Emissionshandelsrichtlinie:

- (1) Konsistenz der Gesamtmenge der Emissionsberechtigungen mit der EU-Burden-Sharing-Vereinbarung³¹ und mit dem nationalen Klimaschutzprogramm;
- (2) Konsistenz mit der Einschätzung der historischen und prognostizierten Emissionsentwicklung im Hinblick auf die einzuhaltenden Emissionsziele;
- (3) Konsistenz der Gesamtmenge der Emissionsberechtigungen mit dem Minderungspotenzial der Aktivitäten; die Verteilung kann auch auf Basis von durchschnittlichen Emissionen und erreichbaren Fortschritten erfolgen;
- (4) Konsistenz mit den übrigen rechtlichen und politischen Instrumenten der EU; wesentliche Emissionssteigerungen aufgrund von neuen rechtlichen Anforderungen sollten berücksichtigt werden;
- (5) Vermeidung unterschiedlicher Behandlung von Unternehmen oder Tätigkeiten („Beihilfefreiheit“);
- (6) Angaben über Behandlung neuer Marktteilnehmer;
- (7) Gegebenenfalls Angaben über Berücksichtigung von frühzeitigem Tätigwerden (Early Action);
- (8) Angaben über die Berücksichtigung sauberer Technologien, wie z. B. Anlagen der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK);
- (9) Angaben über Beteiligung und die Berücksichtigung der Öffentlichkeit;
- (10) Auflistung aller Anlagen und der ihnen zugeteilten Mengen an EU-Berechtigungen;
- (11) Gegebenenfalls Angaben zum internationalen Wettbewerb.

Nachdem auf EU-Ebene die Rahmenbedingungen der Zuteilung festgelegt worden sind, werden im Folgenden die konkreten Umsetzungen in Deutschland beschrieben.

Wie wurde der NAP in Deutschland umgesetzt?

Da die Emissionsziele und der Grad der Zielerreichung zwischen den einzelnen EU-Mitgliedstaaten sehr unterschiedlich sind, gewährt die EU-Kommission den einzelnen Mitgliedstaaten Freiräume, wie diese ihre jeweiligen Ziele erreichen wollen. In Deutschland wurde Ende Januar 2004 nach intensiven Diskussionen und unter Einbeziehung namhafter deutscher Forschungsinstitute³² vom

³¹ Darin hat sich Deutschland verpflichtet, seine Treibhausgasemissionen im Zeitraum 2008 - 12 um durchschnittlich 21 % gegenüber 1990 zu verringern.

³² DIW/Öko-Institut/Fraunhofer ISI: „Entwicklung eines nationalen Allokationsplans im Rahmen des EU-Emissionshandels“, F+E-Vorhaben 202 41 186/03 des UBA.

Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit ein erster Entwurf des NAP vorgelegt. Die politischen Verhandlungen waren Ende März 2004 abgeschlossen, so dass der Nationale Allokationsplan für Deutschland am 31. März 2004 fristgerecht bei der Europäischen Kommission vorgelegt werden konnte (BMU, 2004). Die wesentlichen Inhalte des Nationalen Allokationsplans für die erste Zuteilungsperiode 2005 - 2007 wurden dann im so genannten Zuteilungsgesetz (ZuG 2007) beschlossen.

Wie ist der erste NAP in Deutschland aufgebaut?

In Deutschland ist der NAP für die Zuteilungsperiode 2005 - 2007 durch ein stufenweises Vorgehen und eine Aufteilung in einen **Makroplan** und in einen **Mikroplan** charakterisiert.

Welche Regelungen finden sich im Makroplan?

Der Makroplan regelt die Aufteilung des nationalen Emissionsziels auf die verschiedenen Treibhausgase (THG) und Makro-Sektoren (Energiewirtschaft, Industrie, Gewerbe/Handel/Dienstleistungen (GHD), Verkehr und private Haushalte (HH)).

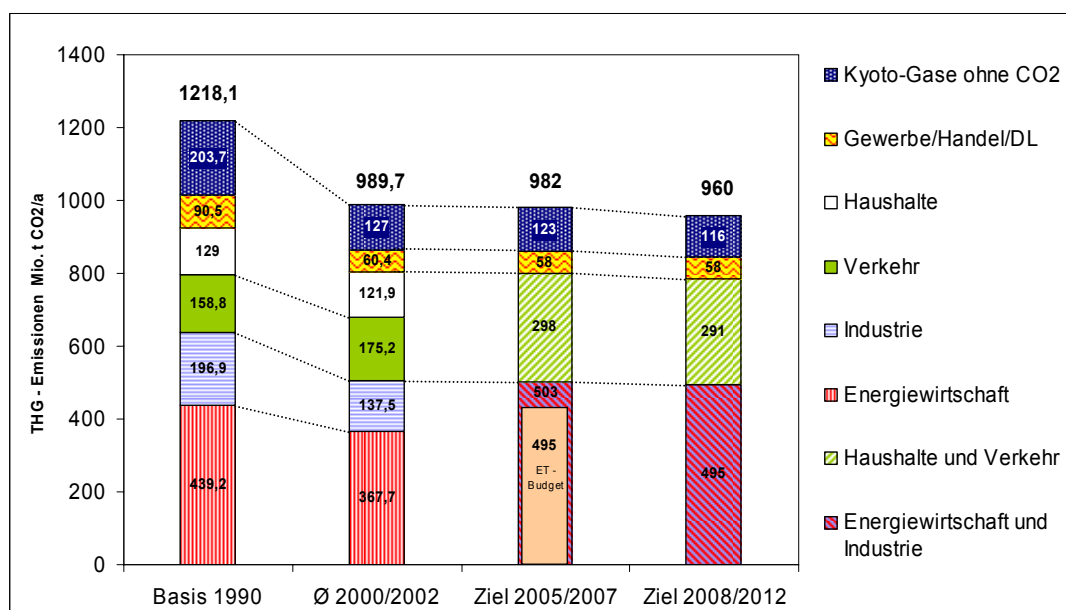
Insbesondere legt der Makroplan die Menge an Emissionsberechtigungen fest, die den Betreibern von Anlagen, die unter die EU-Emissionshandelsrichtlinie fallen und den Sektoren Energiewirtschaft und Industrie zuzurechnen sind, insgesamt zugeteilt werden (EH-Budget). Eine Mehrzuteilung an einer Stelle führt notwendigerweise zu einer Minderzuteilung an anderer Stelle, da die Gesamtmenge an Emissionen, die ausgestoßen werden darf, durch die internationalen Vereinbarungen fest vorgegeben ist. Eine Mehrzuteilung an den Sektor Industrie zum Beispiel hätte daher automatisch stärkere Einsparungen in den Sektoren private Haushalte oder Verkehr zur Folge.

Im Makroplan wird auch die Höhe der Reserve, die für die Zuteilung an neue Marktteilnehmer eingerichtet wird, festgelegt. Daneben werden **besondere Zuteilungsregeln** für folgende Bereiche definiert:

- Frühzeitiges Tätigwerden (*Early Action*),
- Prozessbedingte Emissionen,
- Anlagen der Kraft-Wärme-Kopplung, und
- Kernenergieausstieg.

Bei der Erstellung des Makroplans sind auf Grundlage der Allokationskriterien vor allem die Vorgaben der EU-Burden-Sharing-Vereinbarung zu beachten. Aus dieser ergibt sich für die sechs Kyoto-Treibhausgase für Deutschland für den Zeitraum 2008 - 2012 ein Gesamtbudget von jährlich 962 Mio. t CO₂-Äquivalenten. Da die erste Phase des EU-Emissionsrechtehandels bereits 2005 beginnt, wurde aus dem Gesamtbudget für den Zeitraum 2008 - 2012 ein jährliches Gesamtbudget für den Zeitraum 2005 - 2007 in Höhe von 982 Mio. t CO₂-Äquivalenten festgelegt (vgl. Abb. I-5).³³

Abbildung I-5: Zusammensetzung der Treibhausgasemissionen in Deutschland für 1990, für die Basisperiode der Zuteilung (2000 - 2002) sowie die EU-EH-Zielsetzungen



Quelle: Nach Schafhausen, F. (2004): Politische Umsetzung von Kyoto in der EU und in Deutschland, in: Lucht, M. und Spangardt, G. (Hrg.): Emissionshandel, Heidelberg, S. 51 - 86.

In einem weiteren Schritt erfolgte eine Aufteilung des jährlichen Gesamtbudgets für 2005 - 2007 auf die einzelnen Gase. Unter Berücksichtigung von Prognosen für die Emissionen der Nicht-CO₂-Treibhausgase in Höhe von 123 Mio. t CO₂-Äqu. beträgt das Budget, das für CO₂ noch zur Verfügung steht 859 Mio. t CO₂-Äqu. Dieses wurde nun zunächst auf die Sektoren Haushalte (HH), Verkehr, Gewerbe/Handel/Dienstleistungen (GHD) sowie Industrie und Energiewirtschaft aufgeteilt.

³³ Aus methodischer Sicht wäre für die Festlegung des Emissionsbudgets allerdings ein Optimierungsansatz, der eine Minimierung der Gesamtminderungskosten über alle Sektoren zum Ziel hat, angebracht gewesen. Ein solcher Ansatz wurde aber in Deutschland und in den meisten anderen EU-Mitgliedstaaten nicht weiter verfolgt.

Welche Regelungen finden sich im Mikroplan?

Der Mikroplan regelt die konkrete Zuteilung von EU-Berechtigungen auf die Betreiber der einzelnen Anlagen sowie die Ausstattung von neuen Anlagen und Anlagenerweiterungen aus dem Reservefonds.

Welche Funktion haben die Minderungsfaktoren?

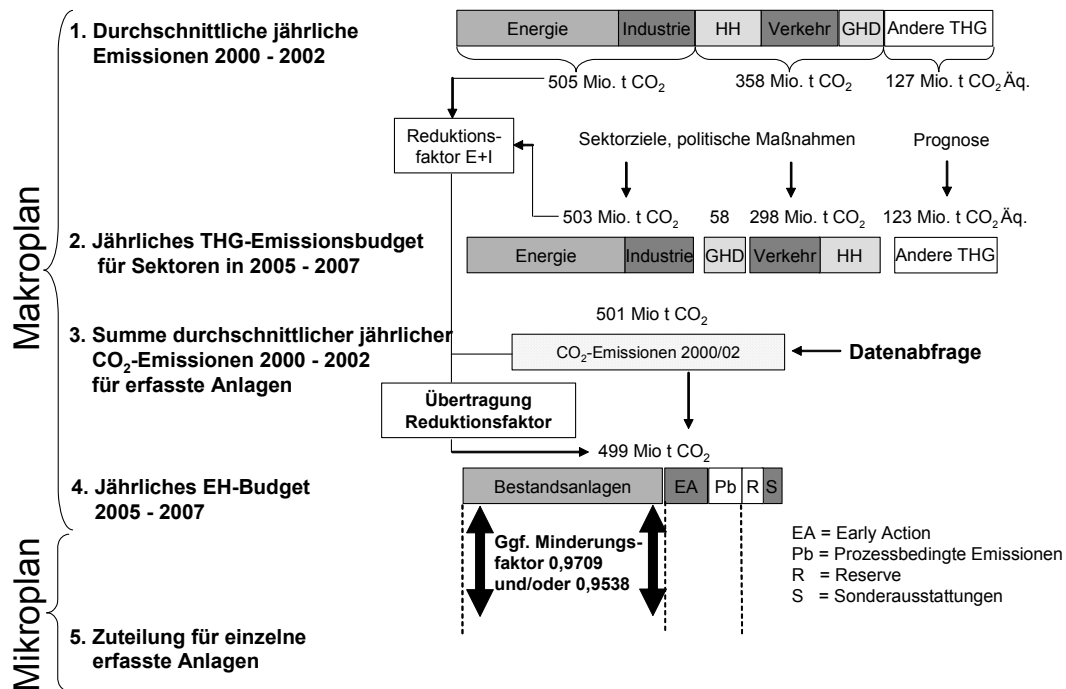
Um sicher zu stellen, dass die Summe der anlagenspezifischen Zuteilungen einschließlich der Sonderzuteilungen nicht höher ist als die im Makroplan festgeschriebene Gesamtmenge (für 2005 - 2007 in Höhe von 495 Mio. t CO₂ pro Jahr für bestehende Anlagen), erfolgt die Zuteilung für Bestandsanlagen in der Regel mit einem Abschlag. Dabei sind zwei Arten von Abschlägen zu unterscheiden:

- Zum einen gibt es den so genannten **Erfüllungsfaktor** nach § 5 ZuG 2007. Für die erste Zuteilungsperiode (2005 - 2007) wurde die Höhe dieses Erfüllungsfaktors im Zuteilungsgesetz auf den Wert von **0,9709** festgeschrieben. Der Erfüllungsfaktor führt damit zu einer Ausstattung an EU-Berechtigungen, die um 2,91 % unter den durchschnittlichen Emissionen in der Basisperiode 2000 - 2002 liegt.
- Zum anderen gibt es den **anteiligen Kürzungsfaktor (zweiter Erfüllungsfaktor)** nach § 4 (4) ZuG 2007 in Höhe von **0,9538** (entspricht 4,62 % Kürzung), der je nach Zuteilungsart alleine oder zusätzlich zum Erfüllungsfaktor zur Anwendung kommt.³⁴

Werden beide Faktoren angesetzt, so beträgt die Zuteilung ca. 7,4 % (=1-0,9709*0,9538) weniger als die durchschnittlichen Emissionen der Basisperiode (vgl. Abschnitt I.4.2.3). Der **strengste Erfüllungsfaktor** beträgt in diesem Fall 0,9260.

³⁴ Die anteilige Kürzung war notwendig geworden, da auf Grundlage der Antragstellungen auf Zuteilungen von EU-Berechtigungen im Herbst 2004 das gesetzlich festgeschriebene EH-Budget von jährlich 495 t CO₂ überschritten worden wäre. Die Überschreitung des Budgets kam vor allem durch die sehr starke Nutzung der „Optionsregel“ nach § 7 (12) sowie § 8 (6) ZuG 2007 zustande.

Abbildung I-6: Aufbau des deutschen NAP für 2005 - 2007



Quelle: Fraunhofer ISI

Auf welche Zuteilungen wird kein Minderungsfaktor angewendet?

Auf folgende Zuteilungsarten sollen **weder** der Erfüllungsfaktor **noch** der anteilige Kürzungsfaktor angewendet werden:

- Zuteilungen, bei denen **frühzeitige Emissionsminderungen** (so genannte *Early Action*) nach § 12 ZuG 2007 anerkannt werden (vgl. Abschnitt I.1.2.4.2);
- Zuteilungen für **prozessbedingte Emissionen** (§ 13 ZuG 2007), falls deren Anteil an den Gesamtemissionen einer Anlage 10 % übersteigt (vgl. Abschnitt I.1.2.4.2);
- Sonderzuteilungen für Bestandsanlagen der **Kraft-Wärme-Kopplung** (§ 14 ZuG 2007) (vgl. Abschnitt I.1.2.4.2);
- Sonderzuteilungen für die **Einstellung des Betriebs von Kernkraftwerken** (§ 15 ZuG) (vgl. Abschnitt I.1.2.4.2);
- Zuteilungen für Anlagen, die in **2003 oder 2004 in Betrieb** gegangen sind und daher in der Regel nur geringe Emissionsminderungspotenziale besitzen (§ 8 ZuG 2007) (vgl. Abschnitt I.1.2.4.2);
- Zuteilungen aus der Reserve (§ 6 Abs. 1 ZuG) für **zusätzliche Neuanlagen** (Inbetriebnahme nach dem 01.01.2005) (vgl. Abschnitt I.1.2.5).

Entscheiden sich Betreiber für eine Zuteilung nach der **Regel für Neuanlagen gemäß § 7(12) ZuG 2007** wird der **anteilige Kürzungsfaktor** angewandt, nicht jedoch der Erfüllungsfaktor.

Auf alle anderen Zuteilungen für **Bestandsanlagen** werden sowohl der **Erfüllungsfaktor** als auch der **anteilige Kürzungsfaktor** angewendet.³⁵

In den nachfolgenden Kapiteln werden die verschiedenen Ausgestaltungsregeln, die sich aus den relevanten rechtlichen Regelungen für den EU-Emissionshandel in Deutschland ergeben, in ihrem jeweiligen Zusammenhang dargestellt.

1.2.4.2 Zuteilung von EU-Berechtigungen

Welche Zuteilung erhalten Bestandsanlagen?

Die Zuteilung erfolgt in Deutschland **grundsätzlich gratis**, entweder auf Grundlage **historischer Emissionen** (§ 7 ZuG2007) oder auf Basis **angemeldeter Emissionen** (§ 8 ZuG 2007). Von der in der Richtlinie vorgesehenen Möglichkeit, in 2005 - 2007 maximal 5 % der Rechte über eine Auktion zu versteigern, wurde in Deutschland kein Gebrauch gemacht. Die Ausgabe der Emissionsberechtigungen erfolgt bis spätestens 28. Februar eines jeden Jahres.

Wie erfolgt die Zuteilung auf Basis historischer Emissionen?

Bei der Zuteilung auf Basis historischer Emissionen für Anlagen, die bis zum 31.12.2002 in Betrieb genommen wurden, werden die durchschnittlichen **historischen Emissionen** dieser Anlagen in einer **Basisperiode** mit dem **strengst möglichen Erfüllungsfaktor** von 0,926 multipliziert. Es kommen also beide Minderungsfaktoren, der Erfüllungsfaktor und der anteilige Kürzungsfaktor, zur Anwendung.³⁶

³⁵ Um eine zu starke Belastung der Anlagen zu vermeiden, die eine Zuteilung auf Basis historischer Emissionen der Basisperiode 2000 - 2002 erhalten haben und somit sowohl unter den Erfüllungsfaktor als auch unter den anteiligen Kürzungsfaktor fallen, plant die Bundesregierung eine Gesetzesinitiative. Ziel dieser Initiative ist es, EU-Berechtigungen für die Zuteilungsperiode 2008 - 2012 im Umfang von 30 Mio. t CO₂ anteilig für die vom anteiligen Kürzungsfaktor betroffenen Anlagen, vorzusehen. Nicht in Genuss dieser anteiligen Mehrzuteilung sollen allerdings Anlagen kommen, die von der Optionsmöglichkeit nach § 7 (12) ZuG 2007 Gebrauch gemacht hatten. Unklar ist noch, woher diese 30 Mio. t CO₂ kommen sollen: aus dem für 2008 - 2012 vorgesehenen EH-Budget, oder aus dem Budget der anderen Sektoren (vor allem dem Haushaltssektor und dem Transportsektor).

³⁶ Siehe Fußnote 36.

Welcher Zeitraum als **Basisperiode** zählt, hängt vom **Zeitpunkt der Inbetriebnahme der Anlage** ab:

- Ist eine Anlage bis zum 31.12.1999 in Betrieb gegangen, umfasst die Basisperiode die Jahre 2000 bis 2002.
- Ist eine Anlage in den Jahren 2000 oder 2001 in Betrieb gegangen, umfasst die Basisperiode den Dreijahreszeitraum von 2001 bis 2003.
- Bei Inbetriebnahme im Jahr 2002 ist die Basisperiode 2002 bis 2003.
- Für Anlagen, die im Laufe der Jahre 2001 oder 2002 in Betrieb gegangen sind, müssen die Emissionen ggf. für dieses erste Jahr auf das ganze Jahr hochgerechnet werden.

Eine Zuteilung nach historischen Emissionen erfolgte für etwa 70 % der 1.849 Anlagen in Deutschland.

Beispiel

Eine Bestandsanlage verursachte in der Basisperiode 2000 - 2002 folgende Emissionen:

2000: 94.000 t CO₂

2001: 80.000 t CO₂

2002: 92.000 t CO₂

Als Zuteilung für den Dreijahreszeitraum der gesamten ersten Zuteilungsperiode (2005 - 2007) ergibt sich dann eine Menge (in t CO₂) von:

$$[(94.000 + 80.000 + 92.000) / 3] \cdot 0,926 \cdot 3 \approx 246.316.$$

Durch die Wahl von historischen Durchschnittswerten lassen sich zufalls- und konjunkturbedingte Schwankungen in der Anlagenauslastung innerhalb des Basiszeitraums berücksichtigen. Andererseits sind Betreiber aus Branchen benachteiligt, die in der gesamten Basisperiode einen konjunkturellen Einbruch und damit niedrigere Emissionen zu verzeichnen hatten.

Wie erfolgt die Zuteilung auf Basis angemeldeter Emissionen?

Für Anlagen oder Kapazitätserweiterungen, die in den Jahren **2003 oder 2004 erstmalig in Betrieb** gegangen sind, erfolgt die Zuteilung auf Basis **angemeldeter Emissionen** (§ 8 ZuG 2007). Die zugeteilte Menge bestimmt sich aus dem rechnerischen Produkt aus der Kapazität der Anlage, der erwarteten Auslastung und dem Emissionswert je erzeugter Produkteinheit der Anlage. Ein Abschlag über den allgemeinen Erfüllungsfaktor oder den anteiligen Kürzungsfaktor erfolgt für diese Anlagen nicht. Insgesamt erhielten knapp 8 % der Anlagen eine Zuteilung auf Basis ihrer angemeldeten Emissionen für die gesamte Anlage oder für eine Kapazitätserweiterung.

Sollte sich allerdings später herausstellen, dass die tatsächliche Produktionsmenge niedriger war als die angemeldete Produktionsmenge, und damit die tatsächlichen Emissionen niedriger waren als die angemeldeten Emissionen, erfolgt im Nachhinein eine Korrektur (**Ex-post-Korrektur**). Bei dieser Ex-Post-Korrektur muss ein entsprechender Teil der ursprünglich zugeteilten EU-Berechtigungen zurückgegeben werden.³⁷ Sollten die tatsächlichen Emissionen allerdings höher sein, als angemeldet, erfolgt keine Anpassung der Zuteilung nach oben. Anlagen, die eine Zuteilung auf Grundlage angemeldeter Emissionen erhalten, sind **für 12 Jahre vom Erfüllungsfaktor und vom anteiligen Kürzungsfaktor freigestellt**.

³⁷ Die EU-Kommission hat diese – wie auch andere geplante Ex-Post-Korrekturen – allerdings nicht genehmigt, da diese insbesondere dem Allokationskriterium 10 widersprechen. Der hierzu zwischen Deutschland und der EU anhängige Rechtsstreit ist noch vom Europäischen Gerichtshof zu entscheiden.

Beispiel zur Ex-post-Korrektur

Die angemeldeten Produktionsmengen, die der Zuteilung zugrunde lagen, verteilen sich wie folgt:

2005: 90.000 t

2006: 100.000 t

2007: 110.000 t

Angenommen, der Emissionswert pro Produkteinheit betrage 2 t CO₂, dann ergeben sich für die Jahre 2005 – 2007 angemeldete Emissionen in folgender Höhe:

2005: 180.000 t CO₂

2006: 200.000 t CO₂

2007: 220.000 t CO₂

Daraus ergibt sich ein Durchschnittswert von 200.000 t CO₂ pro Jahr über die Zuteilungsperiode. Wenn die Produktionsmengen für das Jahr 2005, die Anfang des Jahres 2006 anzugeben sind, 90.000 t betragen, erfolgt trotz der Abweichung vom Durchschnittswert keine Ex-post-Korrektur. Wurden im Jahr 2005 allerdings lediglich 60.000 t produziert, so widerruft die DEHSt den Zuteilungsbescheid und legt einen neuen Dreijahresdurchschnitt für die Produktionsmenge wie folgt fest:

Tatsächlicher Wert für 2005 (= 60.000 t)
+ angemeldeter Wert für 2006 (= 100.000 t)
+ angemeldeter Wert für 2007 (= 110.000 t)
= Neue Gesamtproduktionsmenge (= 270.000 t)

Als neuer Dreijahresdurchschnitt für die Produktionsmenge ergibt sich damit ein Wert von 90.000 t. In diesem Beispiel muss der Betreiber Emissionsberechtigungen für eine Produktionsmenge von 10.000 t, d. h. Berechtigungen für 20.000 t CO₂ jährlich zurückgeben. Die Ausgabe für die Jahre 2006 und 2007 basiert dann auf der neuen Durchschnittsmenge von 90.000 t, so dass jährlich Emissionsberechtigungen für 180.000 t CO₂ ausgegeben würden.

Welche Optionsregelung gilt für Bestandsanlagen?

Alternativ konnten die Betreiber bestehender Anlagen nach § 7 Abs. 12 ZuG 2007 bzw. § 8 Abs. 6 ZuG 2007 auch eine **Zuteilung nach der Regel für Neuanlagen** (vgl. Abschnitt I.1.2.5) beantragen. Bei einer Zuteilung nach § 7 Abs. 12 ZuG 2007 erfolgte eine Anpassung über den **anteiligen Kürzungsfaktor**, jedoch **nicht** über den Erfüllungsfaktor. Bei einer Zuteilung nach § 8 Abs. 6 ZuG 2007 erfolgte weder eine Anpassung mit dem allgemeinen Erfüllungsfaktor noch mit dem anteiligen Kürzungsfaktor. Eine Zuteilung nach der Neuanlagenregel erhielten knapp 30 % der Anlagen.³⁸

Wie werden prozessbedingte Emissionen behandelt?

Als prozessbedingte Emissionen werden im deutschen NAP Emissionen verstanden, die sich als Produkt einer chemischen Reaktion ergeben, die keine Verbrennung ist. Prozessbedingte Emissionen fallen besonders bei der Produktion von Roheisen in Hochöfen sowie bei der Herstellung von Zementklinker, Kalk oder Glas an.

Da eine Minderung prozessbedingter Emissionen technisch unmöglich bzw. sehr teuer ist, erfolgt auf der Grundlage des Allokations-Kriteriums 3 des Anhangs III der EU-Emissionshandelsrichtlinie „Berücksichtigung der technischen Minderungspotenziale“ die Zuteilung für prozessbedingte Emissionen in voller Höhe der Basisemissionen: Der **Erfüllungsfaktor für prozessbedingte Emissionen** nimmt den Wert **1,0** an, falls der Anteil der prozessbedingten Emissionen an den Gesamtemissionen in der Basisperiode die **Bagatellegrenze von mindestens 10 %** überschreitet (§ 13 ZuG 2007). Prozessbedingte Emissionen unterliegen auch **nicht** dem anteiligen Kürzungsfaktor.

Bei der Rohstahlerzeugung ergibt sich für die Zurechnung der EU-Berechtigungen eine besondere Situation. Da die Emissionen des Hochofens nicht am Hochofen selbst, sondern erst bei der weiteren energetischen Nutzung in die Atmosphäre gelangen, müssen die CO₂-Emissionen aus diesem Prozess auf den Hochofen und die weiteren Nutzer (z. B. Kraftwerk) aufgeteilt werden, wenn dabei unterschiedliche Betreiber involviert sind.

³⁸ Gegen die Zuteilungsbescheide der DEHSt sind zahlreiche Widersprüche eingegangen, die sich zum Großteil auf die Anwendung des anteiligen Kürzungsfaktors bei der Zuteilung auf Bestandsanlagen nach der Regel für zusätzliche Neuanlagen richten. Bei Redaktionsschluss des Leitfadens (Ende Februar 2005) lagen dazu allerdings noch keine weitergehenden Informationen vor.

Welche Zuteilungen erhalten KWK-Bestandsanlagen?

Eine weitere spezielle Situation ergibt sich für Anlagen der **Kraft-Wärme-Kopplung**. Die gleichzeitige Produktion von Strom und Wärme stellt aus ökonomischer und ökologischer Sicht eine wichtige Option zur Minderung von CO₂-Emissionen dar, die in der Summe allerdings höhere CO₂-Emissionen als reine Strom- oder reine Wärmeerzeuger verursacht. Es besteht daher die Gefahr, dass Betreiber von KWK-Anlagen aus Wettbewerbsgründen verstärkt auf Kondensationsbetrieb mit einer verringerten Wärmeauskopplung umstellen, zumal konkurrierende Systeme nicht unter den EU-Emissionsrechtehandel fallen (z. B. Heizkessel der privaten Haushalte oder kleinere KWK-Anlagen).³⁹ Um diese Anreize zu verhindern, erhalten KWK-Bestandsanlagen eine Sonderzuteilung, die sich an der Menge des produzierten KWK-Stroms bemisst.

Gemäß § 14 ZuG 2007 erhalten Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen im Sinne von § 3 Abs. 2 Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG) für die Periode 2005 - 2007 zusätzlich Emissionsberechtigungen (**KWK-Sonderzuteilung**) in Höhe von 27 t CO₂ / GWh für in Kraft-Wärme-Kopplung erzeugten Strom (**KWK-Nettostromerzeugung**). Für die Ermittlung der KWK-Nettostromerzeugung sind die von der Arbeitsgemeinschaft Fernwärme e.V. im Arbeitsblatt FW 308 (Zertifizierung von KWK-Anlagen – Ermittlung des KWK-Stroms) beschriebenen Grundlagen und Rechenmethoden zugrunde zu legen. Die KWK-Sonderzuteilung gilt ausdrücklich auch für Anlagen, die nicht in ein Netz für die allgemeine Stromversorgung einspeisen und daher auch nicht vom Bonus für KWK-Anlagen im Rahmen des KWKG profitieren.

Die tatsächliche Zuteilung bemisst sich letztendlich über eine **Ex-Post-Anpassung** an der tatsächlich produzierten Menge an KWK-Strom.⁴⁰ Wird allerdings die KWK-Nettostromerzeugung gegenüber der Basisperiode⁴¹ reduziert, erfolgt ein Abschlag auf die Sonderzuteilung von 5 % je Prozentpunkt

³⁹ Die beschriebene KWK-Problematik ist nur ein Beispiel für ein allgemeineres Problem, das sich aus dem partiellen Charakter des EU-Emissionshandelssystems ergibt. Dadurch, dass nur ausgewählte Anlagen unter die Richtlinie fallen, hängen Wettbewerbseffekte und die ökologische Integrität des Systems (*Leakage*-Effekte) wesentlich von der nationalen Regulierung der nicht erfassten Bereiche ab.

⁴⁰ Wie bei anderen geplanten Ex-Post-Korrekturen hat die EU-Kommission auch diese nicht genehmigt, da sie insbesondere dem Allokationskriterium 10 widersprechen. Deutschland hat gegen diese Entscheidung beim Europäischen Gerichtshof Widerspruch eingelegt.

⁴¹ Für eine Zuteilung nach historischen Emissionen (§ 7 ZuG 2007) ist die Basisperiode 2000 - 2002, für eine Zuteilung auf Basis der angemeldeten Emissionen (§ 8 ZuG 2007) ist die angemeldete Nettostromerzeugung relevant (vgl. § 14 (2) ZuG 2007).

Mindererzeugung (§ 14 Abs. 5 ZuG 2007). Wurden weniger als 80 % der KWK-Strommenge der Basisperiode erzeugt, muss der Betreiber der KWK-Anlage die gesamte Sonderzuteilung für das vorherige Kalenderjahr zurückgeben (§ 14 (6) ZuG 2007). Ist allerdings die tatsächlich erzeugte KWK-Strommenge höher als die der Zuteilungsentscheidung zugrunde liegende, erfolgt keine Ex-Post-Anpassung nach oben. Diese Regelungen sollen verhindern, dass die KWK-Nettostromerzeugung gegenüber der Basisperiode verringert wird. Die Zuteilungen auf Basis historischer Emissionen bzw. angemeldeter Emissionen bleiben von der Ex-Post-Anpassung unberührt.

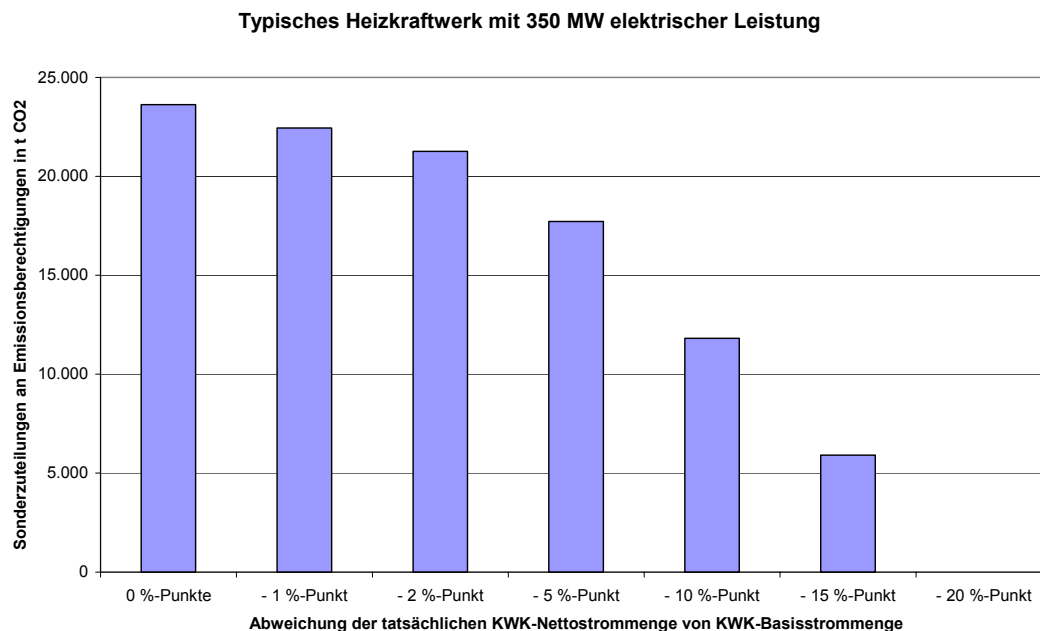
Beispiel:

Ein Steinkohleheizkraftwerk mit einer elektrischen Leistung von 350 MW und einem elektrischen Wirkungsgrad von 31,4 % (Gesamtwirkungsgrad 86,1 %) emittierte in der Basisperiode durchschnittlich 1.031.375 t CO₂ bei einer durchschnittlichen KWK-Nettostromerzeugung von 875 GWh. Dafür wurden dem Kraftwerksbetreiber Emissionsberechtigungen auf Basis der historischen Emissionen (§ 7 Abs. 1 ZuG 2007) in Höhe von 955.053 t CO₂ zugeteilt, wobei der strengst mögliche Minderungsfaktor von 0,9260 angewendet wurde. Als KWK-Sonderzuteilung erhält er zudem jährlich Emissionsberechtigungen in Höhe von 23.625 t CO₂ (= 875 GWh * 27 t CO₂/GWh).

Angenommen die tatsächlich produzierte Menge an KWK-Strom beträgt im Jahr 2005 nur 866,25 GWh, d. h. 1 % weniger als im Durchschnitt der Basisperiode. In diesem Fall beträgt die Ex-Post-Korrektur 1.181 t CO₂ (= 5 % * 23.625 t CO₂), so dass dem Betreiber für das Jahr 2005 de facto Emissionsberechtigungen in Höhe von 977.497 t CO₂ (= 955.053 t CO₂ + 95 % * 23.625 t CO₂) zur Verfügung stehen.

Die folgende Abbildung I-6 zeigt für dieses Beispiel die Höhe der KWK-Sonderzuteilung in Abhängigkeit der prozentualen Abweichung der tatsächlichen KWK-Stromerzeugung von der durchschnittlich erzeugten Menge an KWK-Strom in der Basisperiode (KWK-Basisstrommenge).

Abbildung I-7: KWK-Sonderzuteilung für typisches Heizkraftwerk



Quelle: Fraunhofer ISI

Welche Malus-Regelung ist für alte, ineffiziente Kohlekraftwerke ab 2008 vorgesehen?

Ab 2008 soll als **Modernisierungsanreiz** für Kondensationskraftwerke auf Steinkohle oder Braunkohlebasis, deren Inbetriebnahme vor mehr als 30 Jahren erfolgte, ein Abschlag auf den Erfüllungsfaktor vorgenommen werden. Die Regelungen in § 7 Abs. 7 ZuG 2007 sehen vor, dass für Kraftwerke mit einem geringeren elektrischen Nettowirkungsgrad als 31 % (Braunkohlekraftwerke ab 2008) bzw. 32 % (Braunkohlkraftwerke ab 2010) bzw. 36 % (Steinkohlekraftwerke) der dann jeweils gültige Erfüllungsfaktor um 0,15 verringert wird. Die Malusregel wird nur auf die Zuteilung für den Zeitraum wirksam, ab dem die Anlage länger als 30 Jahre betrieben wurde.

Beispiel:

Die Zuteilung für ein Braunkohlekraftwerk, das seit 1. Januar 1980 in Betrieb ist und das bereits im Jahr 2008 einen Nettowirkungsgrad von 30 % aufweist, wird erst vom 1. Januar 2010 an mit der Malusregel belegt.

Die Malusregel gilt allerdings nicht für Braunkohlekraftwerke, die innerhalb von zwei Jahren ab den o. g. Zeitpunkten im Rahmen der Übertragungsregelung (§ 10 ZuG 2007) durch eine neue Anlage ersetzt wurden.

Beispiel:

Die Zuteilung für ein Braunkohlekraftwerk, das seit 1. Januar 1978 in Betrieb ist, das im Jahr 2008 einen Nettowirkungsgrad von 30 % aufweist, und das vor dem 1. Januar 2010 durch eine neue Anlage ersetzt wird, bekommt den Malus für die Zuteilungen ab 1. Januar 2008 zurückerstattet.

Die Malusregel soll für die zweite sowie jede folgende Zuteilungsperiode gelten, muss dazu aber zuvor von der Europäischen Kommission im Rahmen der Prüfung der dann relevanten Nationalen Allokationspläne genehmigt werden. Die Malusregelung gilt nur für Stein- und Braunkohlekraftwerke (inkl. Kraftwerken, die nur in unerheblichem Umfang Nutzwärme auskoppeln), nicht jedoch für andere Anlagen. Näheres soll durch eine Rechtsverordnung der Bundesregierung geregelt werden.

Welche Härtefallregelung(en) können beim Zuteilungsantrag gestellt werden?

Der Betreiber einer Anlage kann nach § 7 Abs. 11 ZuG 2007 eine Zuteilung auf Basis der angemeldeten Emissionen (§ 8 ZuG 2007) für den Fall beantragen, dass eine Zuteilung aufgrund historischer Emissionen (§ 7 ZuG 2007) eine **unzumutbare Härte** für das Unternehmen bedeuten würde. Hierbei handelt es sich um eine verfassungsmäßig gebotene Regelung.

Eine Zuteilung auf Basis der angemeldeten Emissionen nach § 8 ZuG 2007 kann gemäß § 7 Abs. 10 ZuG 2007 auch dann erfolgen, wenn **besondere Umstände** in der Basisperiode vorlagen. Voraussetzung dafür ist, dass die Zuteilung nach § 7 ZuG 2007 (ggf. einschl. Sonderzuteilungen) um mindestens 25 % niedriger ausfiele, als zur Deckung der in der Zuteilungsperiode 2005 - 2007 zu erwartenden CO₂-Emissionen erforderlich ist, und dass dadurch dem Unternehmen, erhebliche wirtschaftliche Nachteile entstünden. Mögliche besondere Umstände sind insbesondere:

- Reparaturen, Wartungen oder Modernisierungen, die zu längeren Stillstandszeiten führten;
- die Inbetriebnahme oder der stufenweise Ausbau der Anlage, einer vor- oder nachgelagerten Anlage oder eines Anlagenteils;
- Produktionsprozesse oder technische Prozesse, die vorher in anderen Anlagen durchgeführt wurden, die nicht zum EU-Emissionsrechtehandel zählen;
- im Laufe der Betriebszeit steigende, prozesstechnisch nicht zu vermeidende Brennstoffeffizienzeinbußen (z. B. Glasschmelzwannen).

Bei Vorliegen der im letzten Punkt angeführten Gründe ist für eine Zuteilung auf Basis angemeldeter Emissionen lediglich eine Differenz von 9 % (statt 25 %) zwischen den erwarteten Emissionen in 2005 – 2007 und zugeteilten Menge nach § 7 ZuG 2007 (ggf. einschließlich Sonderzuteilungen) gefordert. Dadurch wird primär den nutzungsbedingten Effizienzverlusten bei Glas-schmelzwannen in der Glasindustrie Rechnung getragen.

Der anteilige Kürzungsfaktor nach § 4 Abs. 4 ZuG 2007 wurde auf beide Härtefallregelungen angewendet.

Für Zuteilungen aufgrund besonderer Umstände war ein „Sondertopf“ in Höhe von insgesamt 3 Mio. t CO₂ vorgesehen, der jedoch nicht ausgeschöpft wurde. Tatsächlich wurden pro Jahr nach § 7 (10) ZuG 2007 (besondere Umstände) 0,42 Mio. t CO₂ nach § 7 (11) und ZuG 2007 (unzumutbare Härte) 0,38 Mio. t CO₂ zugeteilt.

Wie werden frühzeitige Emissionsminderungen (*Early Action*) honoriert?

Bei einer kostenlosen Zuteilung auf Basis zeitnaher Emissionen erhalten ineffiziente Anlagen mehr Emissionsberechtigungen als vergleichbare bereits modernisierte Anlagen mit einem entsprechend geringeren CO₂-Ausstoß. Betreiber der ineffizienten Anlagen könnten mit Hilfe relativ günstiger Maßnahmen Emissionen vermeiden und die frei werdenden Emissionsberechtigungen am Markt verkaufen. Allokationskriterium 7 sieht vor, dass frühzeitige Emissionsminderungen, so genannte **Early Action**, bei der Zuteilung berücksichtigt werden können. Als Ausgleich erhalten Anlagen, die frühzeitig modernisiert wurden, gemäß § 12 ZuG 2007 eine Sonderbehandlung.

Das ZuG 2007 sieht in § 12 vor, dass die Vorleistungen der „effizienten“ Betreiber folgendermaßen anerkannt werden: Betreiber, die bestimmte Effizienzsteigerungen vorweisen können (7 % - 15 % - mit höheren Anforderungen, je später die Maßnahme erfolgt, vgl. Tabelle I-5), bekommen für 12 Jahre (ab Inbetriebnahme der Maßnahme) einen **Erfüllungsfaktor von Eins** anerkannt. Anrechnungsfähig sind Modernisierungsmaßnahmen, die zwischen dem 01.01.1994 und dem 31.12.2002 durchgeführt wurden. Dabei wird die Emissionsminderung definiert als die Differenz zwischen den durchschnittlichen jährlichen energiebedingten CO₂-Emissionen der Anlage je erzeugter Produkteinheit in der Referenzperiode und den durchschnittlichen jährlichen energiebedingten CO₂-Emissionen der Anlage je erzeugter Produkteinheit in der Basisperiode (2000 – 2002). Die Referenzperiode besteht aus drei vom Antragsteller benannten, aufeinander folgenden Kalenderjahren im Zeitraum von 1991 - 2001.

Können Anlagenbetreiber Effizienzsteigerungen von **mehr als 40 %** nachweisen, erhalten die Anlagen einen Erfüllungsfaktor von Eins für die ersten beiden Zuteilungsperioden, d. h. von 2005 bis 2012.

Die Inbetriebnahme einer Anlage zwischen dem 01.01.1994 und dem 31.12.2002 führt automatisch – also ohne Nachweis – zur Anwendung eines Erfüllungsfaktors von Eins ab dem Zeitpunkt der Inbetriebnahme.

Tabelle I-5: *Early Action*

Jahr der Maßnahmen-Inbetriebnahme	Erforderliche spezifische CO ₂ -Minderung
1994	7 %
1995	8 %
1996	9 %
1997	10 %
1998	11 %
1999	12 %
2000	13 %
2001	14 %
2002	15 %

Quelle: § 12 ZuG 2007

Nicht als *Early Action* anerkannt werden allerdings Emissionsminderungen, die durch die ersatzlose Einstellung des Betriebs einer Anlage oder durch Produktionsrückgänge verursacht worden sind oder die aufgrund gesetzlicher Vorgaben durchgeführt werden mussten.

Wie wird der Ausstieg aus der Kernenergie berücksichtigt?

Betreiber von Kernkraftwerken, die bis zum 30. September 2004 bei der zuständigen Behörde das Erlöschen der Berechtigung zum Leistungsbetrieb eines von ihm betriebenen Kernkraftwerks im Zeitraum 2003 bis 2007 angezeigt haben, erhalten gemäß § 15 ZuG 2007 eine Sonderzuteilung. Jährlich werden Emissionsberechtigungen für insgesamt 1,5 Millionen t CO₂ im Verhältnis zur Kapazität der Kernkraftwerke, die einen Antrag eingereicht haben, verteilt. Die EU-Berechtigungen werden allerdings erst dann ausgegeben, wenn die Berechtigung zum Leistungsbetrieb des Kernkraftwerks erloschen ist. Für die erste Zuteilungsperiode betrifft diese Sonderregelung die Kernkraftwerke in Obrigheim und Stade.

Ziel dieser Sonderzuteilung ist es, einen Ausgleich dafür zu schaffen, dass aufgrund des beschlossenen Ausstiegs aus der Kernenergie bestehende fossile Kraftwerke mehr Strom produzieren und entsprechend mehr emissionshandelspflichtige Emissionen ausstoßen.

Lassen sich die Zuteilungsregeln auch kombinieren?

Die einzelnen Allokationsregeln können auch kombiniert werden, so dass für die erste Zuteilungsperiode theoretisch über 60 Kombinationsmöglichkeiten zur Berechnung der zugeteilten Menge an Emissionsberechtigungen existieren.⁴²

1.2.5 Behandlung neuer Marktteilnehmer

Wichtige Dokumente:

EU: Emissionshandelsrichtlinie: Anhang III

DE: ZuG 2007
ZuV 2007



Wie sind „neue Marktteilnehmer“ definiert?

Gemäß § 3 ZuG 2007 sind "Neuanlagen" Anlagen, deren Inbetriebnahme nach dem 31. Dezember 2004 erfolgt ist.⁴³ Unter Neuen Marktteilnehmern werden auch Anlagen verstanden, die „infolge einer Änderung der Art oder Funktionsweise oder einer Erweiterung der Anlage eine entsprechende aktualisierte Genehmigung erteilt wurde“ (§ 3h TEHG und EU-Emissionshandelsrichtlinie). Das heißt insbesondere, dass auch neue Kapazitäten bestehender Anlagen, die nach dem 31. Dezember 2004 in Betrieb genommen wurden, wie neue Marktteilnehmer zu behandeln sind. Somit erfolgt eine Gleichbehandlung

42 Vgl. UBA/DEHSt (2004): Emissionshandel in Deutschland – Verteilung der Emissionsberechtigungen für die erste Zuteilungsperiode 2005 - 2007, Daten und Fakten zur Zuteilung der Emissionsberechtigungen an 1.849 Anlagen, 20.12.2004.

43 Unter Inbetriebnahme ist die erstmalige Aufnahme des Regelbetriebs einer Anlage zu verstehen (§3 ZuG 2007).

von „echten“ Neueinsteigern und wachsenden Unternehmen, die Kapazitätserweiterungen vornehmen.

Prinzipiell ist denkbar, dass neue Marktteilnehmer entweder Emissionsberechtigungen am Markt zukaufen müssen (von EU-Kommission bevorzugte Variante) oder dass sie diese gratis, z. B. aus einer vorher angelegten Reserve, erhalten. Müssen die Investoren die erforderlichen Emissionsberechtigungen am Markt zukaufen, bestehen starke monetäre Anreize, die emissionsärmste Technologie einzusetzen, da dann weniger Emissionsberechtigungen am Markt zu erwerben sind. Allerdings ist dann ggf. eine Ungleichbehandlung mit bestehenden Anlagen in Kauf zu nehmen, falls diese ihre Emissionsberechtigungen gratis zugeteilt bekommen. Dabei ist auch zu beachten, dass Betreiber von Neuanlagen bei ihrer Investitionsentscheidung die neuen Anforderungen, die sich aus dem Emissionsrechtehandel ergeben, entsprechend berücksichtigen können. Bei Altanlagen ist die naturgemäß nicht möglich, so dass sich eine Ungleichbehandlung von Alt- und Neuanlagen aus Gründen des Bestandschutzes rechtfertigen lässt. Auch die Option, dass Neue Marktteilnehmer zu einem festen Preis Emissionsberechtigungen vom Staat kaufen, wie dies beispielsweise in den US-Handelssystemen *Acid Rain Program* und RECLAIM möglich gewesen ist, wäre denkbar. Reicht die dafür vorgesehen Reserve nicht aus, müsste diese nach dem „Windhundverfahren“, d. h. in der Reihenfolge der Antragseingänge, oder durch eine anteilige Kürzung der beantragten Mengen, zugeteilt werden.

Welche Zuteilung erhalten neue Marktteilnehmer?

Welche Zuteilung erhalten zusätzliche Neuanlagen?

Zu unterscheiden sind grundsätzlich zusätzliche Neuanlagen:

- a) für die ein Betreiber einen Antrag auf die **Übertragungsregelung** nach § 10 ZuG 2007 gestellt hat (siehe Kapitel I.1.2.6).
- b) und solche, die nicht nach der Übertragungsregelung zugeteilt bekommen. Für diese gilt, dass sie auf Basis eines Antrages bei der DEHSt gemäß § 11 ZuG 2007 eine **kostenlose Zuteilung**⁴⁴ **aus der Reserve** erhalten.

⁴⁴ Es fallen allerdings Gebühren und Auslagen für Amtshandlungen an (Kontoeröffnung etc.).

Für die **zusätzlichen Marktteilnehmer** nach b) erfolgt die Zuteilung in Höhe des rechnerischen Produkts aus

- dem **Emissionswert** der Anlage je erzeugter Produkteinheit und
- der zu erwartenden durchschnittlichen **jährlichen Produktionsmenge**.

Die Zuteilung erfolgt dabei zeitlich proportional zur tatsächlichen Inbetriebnahme (inkl. Probetrieb) der Anlage. Das heißt, wird die Anlage nicht zu Beginn eines Kalenderjahres betrieben, kommt ein Abschlag in Höhe von 1/365 je Tag zum Tragen. Die jährlichen Aktivitätsraten ergeben sich aus der Kapazität und der Auslastung der Anlage.

Der Emissionswert je erzeugter Produkteinheit ist die Summe aus dem **energiebedingten Emissionswert** je erzeugter Produkteinheit und dem **prozessbedingten Emissionswert** je erzeugter Produkteinheit.

Die Bestimmung der spezifischen Werte ist in der Zuteilungsverordnung 2007 (ZuV 2007) festgelegt.

Für **energiebedingte Emissionen** sieht die ZuV 2007 in § 12 drei Arten von spezifischen Werten vor:

- (1) Vorgegebene **spezifische Werte für vergleichbare Produkte mit Ober- und Untergrenzen**,
- (2) Vorgegebene **einheitliche Benchmarks für vergleichbare Produkte**,
- (3) **Beste verfügbare Technik-Werte** ohne gesetzliche Vorgaben.

Für die vorgegebenen **spezifischen Werte für vergleichbare Produkte mit Ober- und Untergrenzen (1)** gilt, dass für die energiebedingten Emissionen je erzeugter Produkteinheit für die Erzeugung von Strom, Warmwasser (Niedertemperaturwärme) und Prozessdampf Ober- und Untergrenzen angegeben werden. Betreiber, die einen höheren Emissionswert als die Untergrenze in Ansatz bringen wollen, müssen dies unter Zugrundelegung der besten verfügbaren Technik (BvT) und des vorgesehenen Brennstoffs ableiten.

KWK-Anlagen erhalten eine Zuteilung nach dem so genannten „Doppel-Benchmark“, d. h. es kommen die Emissionswerte zum Ansatz, die pro erzeugter Produkteinheit Strom in kWh (Nettostromerzeugung) bzw. Wärme in kWh in einer technisch vergleichbaren Anlage zur ausschließlichen Erzeugung von Strom bzw. Wärme resultieren. Dabei gelten die Ober- und Untergrenzen aus Tabelle I-6.

Tabelle I-6: Emissionswerte für vergleichbare Produkte mit Ober- und Untergrenze

Produkt	Untergrenze	Obergrenze
Strom	365 g CO ₂ /kWh Netto-stromerzeugung	750 g CO ₂ /kWh Netto-stromerzeugung
Warmwasser	215 g CO ₂ /kWh	290 g CO ₂ /kWh
Prozessdampf	225 g CO ₂ /kWh	345 g CO ₂ /kWh

Quelle: §12 Abs. 2 ZuV 2007

Für die vorgegebenen **einheitlichen Benchmarks für vergleichbare Produkte (2)** gilt, dass für Anlagen zur Herstellung von Zement- oder Zementklinker, Flachglas und Behälterglas sowie Mauer- und Dachziegel die Zuteilung auf Basis **einheitlicher Benchmarks** erfolgt, wobei z. T. nach Produkten bzw. Technologien differenziert wird (siehe Tabelle I-7).

Tabelle I-7: Benchmarkwerte für zusätzliche Neuanlagen

Produkt	Fester Benchmark
Zement oder Zementklinker in Produktionsanlagen mit	
a) drei Zyklonen	315 g CO ₂ /kg Zementklinker
b) vier Zyklonen	285 g CO ₂ /kg Zementklinker
c) fünf oder sechs Zyklonen	275 g CO ₂ /kg Zementklinker
Glas	
Flachglas	280 g CO ₂ /kg Glas
Behälterglas	510 g CO ₂ /kg Glas
Ziegel	
Vormauerziegel	115 g CO ₂ /kg Ziegel
Hintermauerziegel	68 g CO ₂ /kg Ziegel
Dachziegel (U-Kassette)	130 g CO ₂ /kg Ziegel
Dachziegel (H-Kassette)	158 g CO ₂ /kg Ziegel

Quelle: § 12 Abs. 3 ZuV 2007

Für die **besten verfügbaren Technik-Werte** ohne gesetzliche Vorgaben (**BvT**) nach **(3)** gilt, dass für Anlagen, bei denen kein Benchmark gesetzlich festgelegt wurde, der Betreiber durch ein Gutachten nachweist, dass die angegebenen spezifischen Emissionswerte auf der besten verfügbaren Technik beruhen.

Die ZuV 2007 definiert in § 12 Abs. 3 **BvT** wie folgt: "Produktionsverfahren und Betriebsweisen, die bei Gewährleistung eines hohen Schutzniveaus für die Umwelt insgesamt die Emission klimawirksamer Gase, insbesondere von Kohlendioxid, bei der Herstellung eines bestimmten Produkts auf ein Maß reduzieren, das unter Berücksichtigung des Kosten-/Nutzen-Verhältnisses, der unter wirtschaftlichen Gesichtspunkten nutzbaren Brenn- und Rohstoffe sowie der Zugänglichkeit der Techniken für den Betreiber möglich ist."

Der Betreiber der Neuanlage muss nachweisen, dass der in Ansatz gebrachte Emissionswert der Wert ist, der bei BvT-Anwendung erreichbar ist. Die Begründung muss insbesondere hinreichend genaue Angaben enthalten über:

- (i) die besten verfügbaren Produktionsverfahren und –techniken;
- (ii) die Möglichkeiten der Effizienzverbesserung und
- (iii) die Informationsquellen, wonach die BvT ermittelt wurden.

Die Höhe der Zuteilung für **prozessbedingte Emissionen** errechnet sich in der Regel über den relevanten Rohstoffeinsatz. Die prozessbedingten Emissionen sind das rechnerische Produkt aus (vgl. § 6 ZuV 2007):

- der **Aktivitätsrate** des Rohstoffs pro Jahr,
- dem **Emissionsfaktor des Rohstoffs** und
- dem **Umsetzungsfaktor des Rohstoffs**.

Für Zementklinker, Branntkalk und Dolomit kann die Ermittlung prozessbedingter Emissionen allerdings auch direkt aus dem Produktausstoß erfolgen. Für diese Produkte finden sich die produktionsbezogenen Emissionsfaktoren in § 6 Abs. 2 ZuV 2007.

Spezialfall: Prozessbedingte Emissionen und Kuppelgas aus Hochofen und Oxygenstahlwerk

Für die Berechnung der prozessbedingten CO₂-Emissionen aus dem **Hochofenprozess** werden die gesamten prozessbedingten CO₂-Emissionen über den Rohstoffeinsatz und die Roheisenproduktion errechnet, wobei die Formel aus Anhang 2 der ZuV 2007 anzuwenden ist. Die gesamte Menge an prozessbedingten Emissionen wird dem Hochofen zugerechnet, es sei denn aus dem Hochofenprozess wird **Kuppelgas** an Anlagen Dritter abgegeben. In diesem Fall entspricht der Anteil an prozessbedingten Emissionen, der dem Hochofen zuzurechnen ist, dem Anteil an Gichtgas, der im Hochofen verbleibt und nicht an Anlagen Dritter abgegeben wird (vgl. § 6 Abs. 3 ZuV 2007).

Die prozessbedingten Emissionen aus der **Stahlproduktion im Oxygenstahlwerk** werden über den Rohstoffeinsatz sowie eine Kohlenstoffbilanz für den Ein- und Austrag von Kohlenstoff über Roheisen, Schrott, Stahl und andere Stoffe nach einer speziellen Formel in Anhang 3 der ZuV 2007 ermittelt. Die gesamte Menge an prozessbedingten Emissionen wird dem Oxygenstahlwerk zugerechnet, es sei denn, es wird **Kuppelgas** an Anlagen Dritter abgegeben. In diesem Fall entspricht der Anteil an prozessbedingten Emissionen, der dem Oxygenstahlwerk zuzurechnen ist, dem Anteil an Konvertergas, der im Hochofen verbleibt und nicht an Anlagen Dritter abgegeben wird (vgl. § 6 Abs. 4 ZuV 2007).

Durch die Orientierung der Neuanlagenzuteilung an der besten verfügbaren Technik (BvT) sollen Anreize geschaffen werden, moderne Techniken einzusetzen. Die Zuteilungsregeln für Neuanlagen gelten für die ersten vierzehn Jahre nach Inbetriebnahme: Diese **Anlagen sind vierzehn Jahre vom Erfüllungsfaktor ausgenommen**. Ist die tatsächliche Auslastung geringer als geplant, erfolgt für die Neuanlagen eine **Ex-Post-Korrektur**.⁴⁵ Sind die Emissionen aufgrund von anderen Faktoren (z. B. Prozessverbesserung) geringer als prognostiziert, erfolgt keine Ex-Post-Korrektur und die frei gewordenen Emissionsberechtigungen können verkauft werden. Ist die tatsächliche Auslastung höher als geplant, erfolgt keine Anpassung der Zuteilung, so dass die „Mehremissionen“ mit Kosten verbunden sind.

Woher stammen die Emissionsberechtigungen für zusätzliche Neuanlagen?

Für die Zuteilung an Neue Marktteilnehmer, die eine Zuteilung auf Basis von Emissionswerten und Produktionsprognosen nach § 11 ZuG 2007 erhalten, wurde eine **Reserve** eingerichtet. Die Zertifikate-Ausstattung der Reserve wurde vom EH-Budget abgezogen. Das heißt, je höher die Reserve ist, desto strenger ist der Erfüllungsfaktor und desto weniger Emissionsberechtigungen können den Bestandsanlagen zugewiesen werden. Da davon auszugehen ist, dass für die überwiegende Mehrheit der Neuanlagen die Übertragungsregelung (siehe Abschnitt I 1.2.6) vorteilhafter ist als die Zuteilung aus der Neuanlagenreserve, wurde die Höhe der Reserve auf insgesamt 9 Mio. t CO₂ für die gesamte erste Zuteilungsperiode 2005 - 2007 festgelegt. Zusätzliche Emissionsberechtigungen können der Reserve zufließen aus

⁴⁵ Eine Klärung des am Europäischen Gerichtshof anhängigen Rechtsstreits zwischen Deutschland und der EU-Kommission zur Ex-Post-Korrektur steht noch aus.

- Stilllegungen,
- der Auslastungs-Korrekturregel sowie
- diverser Ex-Post-Korrekturen bei a) Zuteilungen auf Basis angemeldeter Emissionen, b) der Zuteilung für zusätzliche Neuanlagen oder c) der Sonderzuteilung für KWK-Strom.⁴⁶

Sollte die Reserve nicht ausreichen, wird vom Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (im Einvernehmen mit dem Bundesministerium der Finanzen) eine Stelle beauftragt (denkbar ist hier z. B. die Kreditanstalt für Wiederaufbau), Emissionsberechtigungen am Markt zu kaufen, so dass diese den Betreibern neuer Ersatzanlagen kostenlos zugeteilt werden können. Als Ausgleich soll die beauftragte Stelle in der Zuteilungsperiode 2008 bis 2012 eine entsprechende Menge an Emissionsberechtigungen aus der Reserve erhalten. Durch diese Regelung wird demnach implizit eine Art *Borrowing* eingeführt (siehe Kapitel I.1.2.11), das eigentlich unter der RL nicht zulässig ist.

Überschüssige Emissionsberechtigungen werden von der DEHSt am Ende der ersten Zuteilungsperiode ungültig gemacht.

1.2.6 Stilllegung von Anlagen

Wichtige Dokumente:

DE: ZuG 2007
ZuV 2007



Wird der Betrieb einer Anlage eingestellt, sind prinzipiell zwei Möglichkeiten denkbar: Zum einen könnten Betreiber stillgelegter Anlagen auch in Zukunft für die stillgelegte Anlage Emissionsberechtigungen erhalten. Eine solche Regelung wurde beispielsweise im *Acid Rain* Programm in den USA getroffen.⁴⁷ Zum anderen könnte die Zuteilung unmittelbar nach der Stilllegung terminiert werden. Zu beachten ist, dass bei einem solchen Zuteilungsstopp eine technisch sinnvolle Stilllegung verhindert werden kann.

⁴⁶ Der mögliche Zufluss von Rechten auf Grund von Ex-Post-Korrekturen steht allerdings unter dem Vorbehalt der Entscheidung des Europäischen Gerichtshofes.

⁴⁷ Beim *Acid Rain* Programm ist die Verpflichtung zur Teilnahme am Emissionshandel sowie die Zuteilung an das Unternehmen gekoppelt und nicht – wie im EU Emissionshandel – an die emittierende Anlage geknüpft. Die Stilllegung einer Anlage führt daher nicht automatisch zum Widerruf der Zuteilung.

Wie sind die Stilllegungsregelungen in Deutschland ausgestaltet?

Bei einer Stilllegung muss der Betreiber der Anlage der zuständigen BImSchG-Behörde die Einstellung des Betriebs unverzüglich mitteilen (vgl. § 9 Abs. 1 ZuG 2007). Wird der Betrieb einer Anlage eingestellt, so widerruft die zuständige Behörde die Zuteilungsentscheidung; Berechtigungen, die vor dem Zeitpunkt der Betriebseinstellung ausgegeben worden sind, dürfen behalten werden. Das heißt, Anlagen, die nach Ausgabe der Berechtigungen stillgelegt wurden (z. B. am 1. März), können sämtliche bereits ausgeteilten Berechtigungen für das laufende Jahr behalten. Im Folgejahr werden dann aber keine EU-Berechtigungen mehr ausgegeben (bereits zugeteilte Berechtigungen fließen in die Reserve für Neuemittenten), es sei denn, der Betreiber macht von der so genannten Übertragungsregelung für Ersatzanlagen Gebrauch (siehe nächster Abschnitt).

Was besagt die Auslastungskorrekturregel?

Für den Fall, dass die Emissionsmenge in einem Kalenderjahr infolge von **Produktionsrückgängen** weniger als 60 % der durchschnittlichen jährlichen CO₂-Emissionen in der jeweiligen Basisperiode beträgt, bestimmt § 7 Abs. 9 ZuG 2007, dass der Betreiber im Nachhinein EU-Berechtigungen in einer Anzahl zurückzugeben hat, die der Differenz an CO₂-Emissionen entspricht. Die Differenz an CO₂-Emissionen bezieht sich dabei auf die tatsächlich zugeteilte Menge an Emissionsberechtigungen und nicht auf die historischen Emissionen in der Basisperiode. Daneben bleibt der Betreiber verpflichtet, jährlich Emissionsberechtigungen in Höhe der tatsächlich ausgestoßenen Emissionen einzureichen. Die zurückgegebenen Emissionsberechtigungen fließen in die Reserve für Neuemittenten.

Beispiel:

Eine Anlage hatte in der Basisperiode einen jährlichen Emissionsausstoß von durchschnittlich 100.000 t CO₂. Ohne Sonderzuteilungen erhält der Betreiber (unter Anwendung des strengsten Minderungsfaktors) eine Zuteilung von 92.600 Emissionsberechtigungen pro Jahr. Seine tatsächlichen Emissionen fallen im Jahr 2005 auf 50.000 t CO₂ und damit auf weniger als 60 % der historischen Emissionen. Für diese 50.000 t CO₂ muss der Betreiber für das Jahr 2005 EU-Berechtigungen einreichen. Außerdem werden von ihm als Ergebnis der Ex-Post-Korrektur zusätzlich Emissionsberechtigungen in Höhe von 42.600 t CO₂ zurückgefordert.

Durch die Auslastungskorrekturregelung soll verhindert werden, dass Anlagen sporadisch nur deshalb kurzzeitig betrieben werden, um weiterhin Emissionsberechtigungen zu beziehen. Emissionseinbußen, die nicht durch Produktionsrückgänge (sondern z. B. durch Brennstoffwechsel) verursacht sind, fallen nicht unter die Auslastungskorrekturregel, so dass ggf. frei werdende Emissionsberechtigungen am Markt verkauft werden können.

Wie kann eine Übertragung auf Bestandsanlagen erfolgen?

Die bereits für die erste Zuteilungsperiode (2005 - 2007) zugeteilten, aber noch nicht auf die Anlagenkonten ausgegebenen Emissionsberechtigungen – dies erfolgt ja jährlich jeweils bis zum 28. Februar – , können auch auf andere bestehende Anlagen übertragen werden.⁴⁸ Dazu sind folgende Kriterien gleichzeitig zu erfüllen (siehe § 9 Abs. 4 ZuG 2007):

- **Produktionsübernahme:** Die Produktion der stillgelegten Anlage muss von der anderen Anlage übernommen werden.
- **Ein Betreiber, Standort Deutschland:** Beide Anlagen müssen denselben Betreiber aufweisen und in Deutschland stehen.
- **Vergleichbare Produkte:** Die erzeugten Produkte müssen vergleichbar sein (bspw. können Emissionsberechtigungen eines stillgelegten Drehrohrofens zur Zementklinkerproduktion nicht auf ein Stahlwerk übertragen werden). Eine Liste der vergleichbaren Produkte findet sich in Anhang 2 des ZuG 2007 und umfasst 13 Kategorien, für die eine Übertragung innerhalb der jeweiligen Kategorie möglich ist.
- **Anpassung an tatsächliche Produktionsmenge:** Der Betreiber muss die tatsächliche Produktionsmenge der übernehmenden Anlage bis zum 31. Januar des Folgejahres in geeigneter Form nachweisen. Falls die Mehrproduktion geringer als ursprünglich angezeigt ist, wird die Zuteilung neu festgelegt.

⁴⁸ Auch diese Ex-Post-Korrektur wurde von der EU-Kommission beanstandet. Eine endgültige Entscheidung vom Europäischen Gerichtshof, den Deutschland eingeschaltet hat, steht noch aus.

Unter welchen Bedingungen können EU-Berechtigungen einer stillgelegten Altanlage auf eine Neuanlage übertragen werden?

Die **Übertragung** von Emissionsberechtigungen einer stillgelegten Anlage **auf eine Neuanlage** ist unter folgenden Bedingungen möglich:

- Die **Inbetriebnahme**, d. h. die erstmalige Aufnahme des Regelbetriebs der Neuanlage erfolgt **innerhalb von 3 Monaten nach Einstellung des Betriebs der Altanlage** (bzw. innerhalb von 2 Jahren, wenn der Betreiber nachweisen kann, dass die Inbetriebnahme der Neuanlage innerhalb der 3-Monats-Frist aufgrund technischer oder anderer Rahmenbedingungen nicht möglich war).
- Altanlage und Neuanlage produzieren **vergleichbare Produkte**, d. h. die Anlagen zählen zur selben Kategorie. Eine Liste der Kategorien findet sich in Anhang 2 des ZuG 2007.
- Altanlage und Neuanlage müssen **in Deutschland** stehen.

Dem Betreiber der Altanlage werden auf Antrag, der vor Inbetriebnahme der Neuanlage bei der DEHSt zu stellen ist, für vier Betriebsjahre nach Betriebseinstellung Emissionsberechtigungen in der Menge zugeteilt, die sonst die Altanlage bei Zuteilung für Bestandsanlagen auf Basis historischer Emissionen erhalten hätte. Für diese vier Jahre kämen also auch die Minderungsfaktoren zur Anwendung. Nach diesen vier Jahren werden dem Betreiber Emissionsberechtigungen für weitere **14 Jahre ohne Erfüllungsfaktor** zugeteilt und zwar in Höhe der Durchschnittsemissionen in der dann geltenden Basisperiode.⁴⁹



Die Betreiber von Alt- und Ersatzanlage müssen nicht identisch sein. Die Konditionen für die Übertragung der Emissionsberechtigungen sind zwischen den beiden Vertragspartnern privatwirtschaftlich zu regeln.

Ziel der Übertragungsregelung ist es, Anreize für Ersatz- und Modernisierungsinvestitionen zu schaffen, da neue Anlagen in der Regel CO₂-ärmer produzieren als Altanlagen und die überschüssigen Emissionsberechtigungen am Markt verkauft werden können.

⁴⁹ Auch bei dieser Regelung ist zu beachten, dass die Kommission nur die Regelungen für die erste Zuteilungsperiode (2005 - 2007) geprüft hat. Zumindest theoretisch könnte die Kommission bei der Prüfung des Nationalen Zuteilungsplanes für die zweite Zuteilungsperiode (2008 - 2012) diese langfristige Regelung beanstanden.

Wie werden bei der Übertragungsregelung Kapazitätsunterschiede zwischen Alt- und Ersatzanlage berücksichtigt?

Wenn die Kapazität der Neuanlage die Kapazität der ersetzten Anlage übersteigt, so kann für die Differenz eine Zuteilung von EU-Berechtigungen nach § 11 ZuG 2007 beantragt werden. Ist die Kapazität der Neuanlage geringer als die der ersetzten Anlage, so wird die Zuteilung proportional zur Differenz reduziert. Diese Regelungen gelten auch, wenn mehrere Altanlagen eingestellt oder mehrere Neuanlagen als Ersatzanlagen in Betrieb gehen.

Welche Zuteilung erfolgt beim „Parallelbetrieb“ von Anlagen?

Die Übertragung von Emissionsberechtigungen von einer stillgelegten Altanlage auf eine neue Ersatzanlage ist auch möglich, wenn die Neuanlage in Betrieb geht, bevor die Altanlage den Betrieb eingestellt hat. Die genaue Regelung findet sich in § 10 Abs. 4 ZuG 2004. Demnach darf der Parallelbetrieb allerdings nicht länger als zwei Jahre dauern. Wird die Ersatzanlage innerhalb von zwei Jahren vor der Stilllegung der Altanlage in Betrieb genommen, so verkürzt sich die Dauer, für die kein Erfüllungsfaktor angewendet wird, um den Zeitraum des Parallelbetriebs. Werden die beiden Anlagen z. B. 18 Monate parallel betrieben, werden nach den vier Jahren, in denen die Übertragung der Emissionsberechtigungen erfolgt ist, dem Betreiber Emissionsberechtigungen für weitere 12½ Jahre (= 14 Jahre - 18 Monate) ohne Erfüllungsfaktor zugeteilt. Hat die Neuanlage eine Zuteilung für neue Ersatzanlagen nach § 11 ZuG 2007 erhalten, wird diese anteilig für die Zeit ab Einstellung des Betriebs der ersetzten Anlage widerrufen und der Betreiber muss die zu viel ausgegebenen EU-Berechtigungen zurückgeben.

1.2.7 Zuteilungsantrag



Wichtige Dokumente:

DE: TEHG
RISA-GEN Handbuch
Kommunikationssoftware

Nachfolgend wird das Antragsverfahren, das in Deutschland für die Zuteilung in der ersten Zuteilungsperiode 2005 - 2007 zur Anwendung kam, dargestellt. Für zukünftige Zuteilungsperioden ist mit einem ähnlichen Antragsverfahren zu rechnen.

Anträge auf Zuteilung von EU-Berechtigungen erfolgten im Rahmen des Antragsverfahrens in Form der **elektronischen Antragstellung**. Antragsteller konnten bei der Antragstellung ausschließlich elektronische Formularvorlagen benutzen und Anträge nur in elektronischer Form übermitteln.

Die zur Antragstellung geforderte Nutzung der Erfassungssoftware RISA-GEN⁵⁰ erfüllt dabei zwei Funktionen:

- Übermittlung der für die Zuteilung erforderlichen Daten und
- Erstellung des formalen Antrags auf Zuteilung.

Die Erfassungssoftware RISA-GEN wurde zusammen mit anderen Softwarepaketen, die für die Antragstellung (Kommunikation mit DEHSt, Antragsübermittlung) notwendig sind, kostenlos von der DEHSt zur Verfügung gestellt und kann unter folgender Internet-Adresse herunter geladen werden:

http://www.dehst.de/cIn_028/nn_148906/DE/Akteure/Anlagenbetreiber/Antragstellung/Antragstellung.html.

Gemäß TEHG (§§ 5 Abs. 3, 10 Abs. 1) ist der Zuteilungsantrag von **unabhängige Sachverständigen** zu überprüfen. Dadurch soll gewährleistet werden, dass die Daten richtig sind und den Berechnungen und Messungen auch

⁵⁰ Dazu wurde eine aktualisierte Version der Software RISA-GEN, die bereits für die erste freiwillige Datenerhebung (Herbst 2003) zur Erstellung des Nationalen Allokationsplans entwickelt wurde, eingesetzt. Für die Antragstellung erfolgten Anpassungen, um die Vorgaben des NAP und des ZuG 2007 umzusetzen und um die Anforderungen zur Datenqualität und Genauigkeit gemäß EU-Leitlinien für die Überwachung und Berichterstattung adäquat zu berücksichtigen.

vergleichbare Standards zugrunde liegen. Eine Liste von Sachverständigen, die gemäß § 10 Abs. 1 Satz 3 TEHG zur Verifizierung von Zuteilungsanträgen berechtigt sind, kann auf der folgenden Internetseite der DEHSt herunter geladen werden:

http://www.dehst.de/cIn_028/nn_76356/DE/Akteure/Sachverstaendige/Sachverstaendigenliste/Sachverstaendigenliste_node.html_nnn=true.

Diese Liste bezieht sich allerdings nur auf die Zulassung als Verifizierer für das Antragsverfahren auf Zuteilung von EU-Berechtigungen und nicht auf Sachverständige, die zur ebenfalls erforderlichen Verifizierung der Emissionsberichte (siehe Abschnitt I.1.2.12) ab 2006 berechtigt sein werden. Letztere sind nach TEHG von den Landesbehörden zu benennen. Das Verfahren wird derzeit noch zwischen den Ländern und der DEHSt abgestimmt.

Wie läuft das Antragsverfahren ab?

Der Ablauf des Antragsverfahrens lässt sich in folgende Schritte einteilen (vgl. Internetdarstellung der DEHSt):

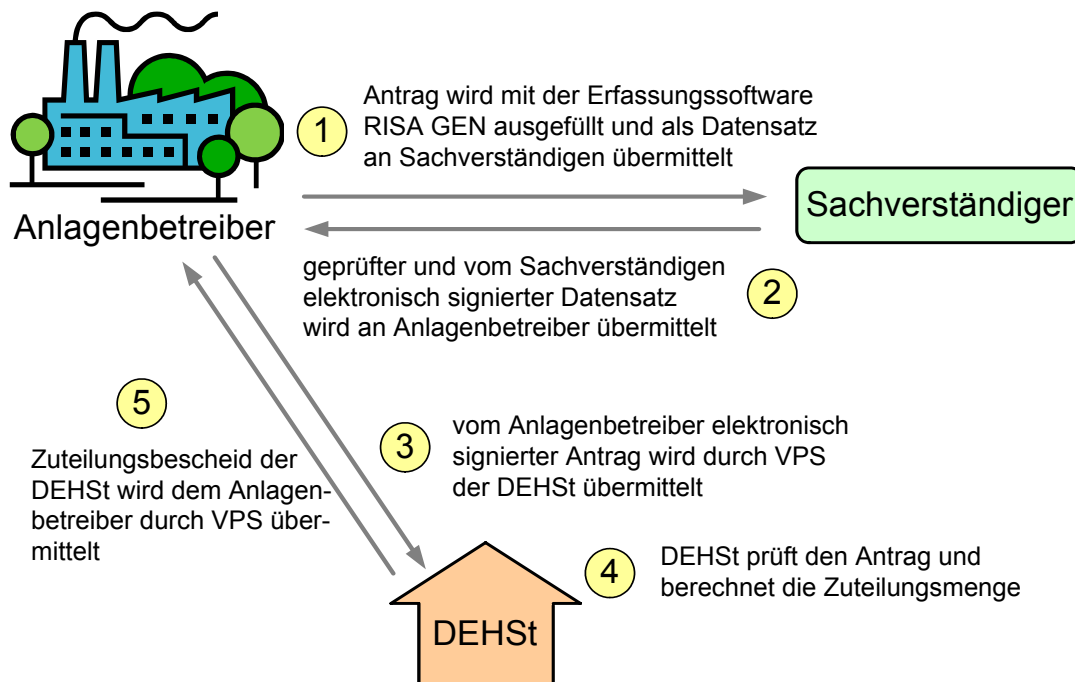
1. Erfassung der Emissionsdaten durch Betreiber der Anlage

Der Anlagenbetreiber trägt die erforderlichen Angaben in die Erfassungssoftware RISA-GEN ein. Dieser Datensatz lässt sich mit Hilfe der in der Software integrierten Export-Funktion in eine XML-Datei (XML = *Extensible Markup Language*) umwandeln und lokal auf einem PC speichern. Diese XML-Datei stellt der Anlagenbetreiber dem Sachverständigen elektronisch zur Prüfung der eingegebenen Daten zur Verfügung. Der Datensatz kann elektronisch signiert werden.

2. Sachverständiger prüft und signiert Betreiberangaben

Ein unabhängiger Sachverständiger verwendet ebenfalls RISA-GEN, um die vom Anlagenbetreiber übermittelte XML-Datei zu lesen, dem Betreiber ggf. Nachbesserungen und Änderungen vorzuschlagen. Der abgestimmte und geprüfte Datensatz wird vom Sachverständigen elektronisch signiert und anschließend wieder dem Anlagenbetreiber elektronisch zur Verfügung gestellt. Darüber hinaus kann der Sachverständige Anmerkungen zu seiner Verifizierung vornehmen. Dafür stellt die DEHSt ein entsprechendes Berichtsformular bereit, das gemeinsam mit dem verifizierten Antrag elektronisch signiert werden muss.

Abbildung I-8: Ablauf des Antragsverfahrens



Quelle: DEHSt

3. Anlagenbetreiber verschickt den Antrag auf Zuteilung an die DEHSt

Zur Versendung des Antrages auf Zuteilung benötigt der Anlagenbetreiber zunächst eine **Kommunikationssoftware**. Mit Hilfe dieses so genannten *OSCI-Client* kann dann der Antrag auf Zuteilung direkt an die „Virtuelle Poststelle“ (VPS) der DEHSt geschickt werden. Bei der Versendung wird die elektronische Signatur des Anlagenbetreibers abgefragt, so dass der Antrag verschlüsselt und rechtssicher über die VPS bei der DEHSt eingeht. Letztendlich ist der Antrag also mit zwei elektronischen Signaturen versehen, der des Sachverständigen und der des Anlagenbetreibers.

4. Prüfung des Antrags und Berechnung der Zuteilungsmenge durch die DEHSt

Der Antragsteller erhält eine Eingangsbestätigung über die VPS, sobald der Zuteilungsantrag bei der DEHSt eingegangen ist. Die DEHSt prüft die Daten und berechnet für jede Anlage die Zuteilungsmenge.

5. Verschicken des Zuteilungsbescheides durch die DEHSt

Die DEHSt fertigt für jede Anlage einen entsprechenden individuellen Bescheid auf Zuteilung von EU-Berechtigungen an und verschickt diesen über die VPS an die Anlagenbetreiber. Der Bescheid enthält neben der Zahl der Emissionsberechtigungen umfangreiche Erläuterungen. Dazu zählen beispielsweise die zu Grunde liegenden Daten für die Berechnung sowie die Emissionsbudgets für die bewilligten Zuteilungsregeln.

Welche Kosten entstehen für die Zuteilung der EU-Berechtigungen?

Gemäß Emissionshandelskostenverordnung (EHKostV2007) ist für die Zuteilung der EU-Berechtigungen eine Gebühr zu zahlen. Diese allgemeine **Emissions-handelsgebühr** setzt sich aus den folgenden beiden Komponenten zusammen (vgl. Tabelle I-8):

- einem **Sockelbetrag**, der mit zunehmender Anlagengröße ansteigt und
- einem **variablen Betrag**, der von der Menge der zugeteilten Berechtigungen abhängt.

Die Hälfte der allgemeinen Emissionshandelsgebühr ist im Jahr 2005 zu zahlen. Jeweils ein Viertel wird jeweils zu den Ausgabeterminen in den Jahren 2006 und 2007 (28.02.) fällig.

Unternehmen, deren CO₂-Gesamtemissionen jährlich unter 10.000 t liegen und für die die allgemeine Emissionshandelsgebühr eine unverhältnismäßige Belastung darstellen würde, können bei der DEHSt eine Kostenermäßigung oder sogar eine völlige Befreiung beantragen.

Tabelle I-8: Gebühren für die Zuteilung der Berechtigungen

Zuteilungs- menge 2005 – 2007 [in tCO ₂]	Gebühr	
	Sockel- betrag	Variabler Betrag
< 150 000	3200 €	• 0,035 €
150 000 bis 1,5 Mio.	6400 €	• 0,035 € für die ersten 150.000 Berechtigungen • 0,030 € für die über die ersten 150 000 hinaus- gehenden 1,35 Mio. Berechtigungen
> 1,5 Mio.	9600 €	• 0,035 € für die ersten 150 000 Berechtigungen • 0,030 € für die über die ersten 150 000 hinaus- gehenden 1,35 Mio. Berechtigungen • 0,025 € für die über die 1,5 Mio. hinausgehen- den 13,5 Mio. Berechtigungen • 0,015 € für die 15 Mio. hinausgehenden Berech- tigungen

Quelle: EHKostV2007 und DEHSt

Zu welchem Zeitpunkt werden die EU-Berechtigungen ausgegeben?

Parallel mit dem Zuteilungsbescheid, der über die Virtuelle Poststelle zugestellt wurde, erhielten die in Deutschland in der ersten Zuteilungsperiode 2005 - 2007 zur Teilnahme am EU-EH verpflichteten Unternehmen das Formular „Einrichtung eines Anlagenkontos im Deutschen Emissionshandelsregister“ sowie Informationen und Hinweise zur Einrichtung eines Kontos (siehe Kapitel I.2.5). Die **Ausgabe** der jährlichen Emissionsberechtigungen muss bis spätestens 28. Februar eines jeden Jahres erfolgt sein, d. h. zum ersten Mal bis zum 28. Februar 2005. Die Emissionsberechtigungen werden dabei auf die jeweiligen Betreiber-Konten im nationalen Register gebucht. Nähere Informationen zum Register finden sich in Kapitel I.1.2.10 und I.2.5.

1.2.8 Einbindung projektbasierter Mechanismen

Wichtige Dokumente:

EU: *Linking Directive*

D: ProMechG (am 30. Juni 2005 vom Dt. Bundestag verabschiedet)



Welche Regelungen ergeben sich aus der EU-Emissionshandelsrichtlinie?

Neben der Durchführung von Minderungsmaßnahmen oder dem Handel mit Emissionsberechtigungen können die Unternehmen zur Erfüllung ihrer Emissionspflichten prinzipiell auch auf die projektbezogenen Mechanismen CDM und JI des Kyoto-Protokolls zurückgreifen. Der Rat und das Europäische Parlament haben zu diesem Zweck die so genannte *Linking Directive* 2004/101/EG verabschiedet, die die Verbindung zwischen EU-Emissionsrechtehandel und den projektbasierten Mechanismen regelt. Durch die Anrechenbarkeit lassen sich die Kosten für die betroffenen Unternehmen tendenziell verringern, da kostengünstige Minderungsmaßnahmen aus anderen Staaten und aus anderen Bereichen (z. B. andere Gase) einbezogen werden können.

Die Gutschriften CER und ERU, die durch die projektbasierten Mechanismen CDM bzw. JI generiert werden, sind für die Zielerreichung grundsätzlich anrechenbar.⁵¹ CERs sind dabei ab 2005, ERUs ab 2008 anrechenbar. Ein deutsches Unternehmen, das durch die Investition in Emissionsminderungsmaßnahmen in einem Entwicklungsland 100 CERs erworben hat, könnte somit in Deutschland 100 t CO₂-Äqu. mehr emittieren.

Hier stellt sich die Frage, wie viele der Gutschriften aus den flexiblen Mechanismen des Kyoto-Protokolls im Rahmen des EU-Emissionshandels anrechenbar sind. Um den so genannten *Supplementarity*-Forderungen nachzukommen, fordert die *Linking Directive*, dass die Mitgliedstaaten ab der zweiten Zuteilungsperiode (2008 - 2012) für ihre Unternehmen eine bestimmte **Obergrenze** für die Anrechnung der Kyoto-Mechanismen festlegen. Außerdem werden bestimmte Projekttypen nicht anerkannt, da sie die Einheitlichkeit der Berechtigungen gefährden würden. Es dürfen z. B. keine Gutschriften aus CDM-Auf-

⁵¹ In der Richtlinie 2003/87/EG ist dabei in Artikel 30.3 von projektbasierten Mechanismen inklusive JI und CDM die Rede. Dadurch scheint die Möglichkeit, andere projektbasierte Mechanismen, wie nationale Ausgleichsprojekte (siehe Grundlagen), einzubeziehen, prinzipiell möglich zu sein.

und Wiederaufforstungsprojekten (so genannte tCER bzw. ICER, siehe Kapitel II.5) im Rahmen des EU-Emissionshandelssystems genutzt werden. Auch JI-Senkenprojekte, die durch die Umwandlung von RMUs in ERUs entstanden sind, sind nicht anrechenbar. Außerdem werden entsprechend der *Marrakesh Accords* keine Projekte in Kernkraft anrechenbar sein. Schließlich müssen wegen der Befürchtung negativer Auswirkungen von Großwasserkraftprojekten (über 20 MW) diese die Anforderungen der *World Commission on Dams* erfüllen. Für JI-Projekte in EU-Mitgliedsländern bestehen außerdem gewisse Vorgaben hinsichtlich der *Baseline* und bzgl. indirekter und direkter Wirkungen im Emissionshandelsbereich (für weitere Details siehe Grundlagen Kapitel 3).

Welche Einbindungsmöglichkeiten projektbasierter Mechanismen gelten in Deutschland?

Die nationale Umsetzung der *Linking Directive* erfolgt in Deutschland durch das so genannte Projekt-Mechanismen-Gesetz (ProMechG), das am 30. Juni 2005 vom Deutschen Bundestag verabschiedet wurde. Dieses Gesetz soll gleichzeitig die Rahmenbedingungen für die deutsche Beteiligung an CDM- und JI-Projekten gemäß den internationalen Vorgaben setzen. Dabei werden auch die Regeln für JI-Projekte, bei denen Deutschland als Gastgeberland auftritt, bestimmt. Eine Festlegung einer quantitativen Begrenzung des Einsatzes von Gutschriften aus CDM und JI ist im ProMechG nicht vorgesehen, sondern soll in Deutschland erst mit der Aufstellung des NAP für die zweite Zuteilungsperiode 2008 - 2012 erfolgen (siehe Kapitel 3 im Grundlagen-Teil).

Deutschland als Staat hat sich vor, Projekt-Mechanismen in der ersten Kyoto-Verpflichtungsperiode (2008 - 2012) zu nutzen. D. h., die Anforderungen der *Supplementarity* würden auch durch einen großzügigen Einsatz der projektbasierten Mechanismen durch Unternehmen im Rahmen des EU-Emissionshandels nicht gefährdet. Daher ist nicht mit einer strikten quantitativen Beschränkung des Einsatzes von Gutschriften aus den Flexiblen Kyoto-Mechanismen im Rahmen des EU-EH für deutsche Unternehmen zu rechnen.

Welche Einbindungsmöglichkeiten bieten andere Mitgliedstaaten?

Die meisten Mitgliedstaaten sind zurzeit (Frühjahr 2005) dabei, quantitative Limits für die Nutzung der Flexiblen Mechanismen für Ihre Unternehmen für 2008 - 2012 festzulegen. Dabei spielt vor allem die vorgesehene staatliche Nutzung der Mechanismen eine Rolle (siehe Grundlagen-Kapitel 3), die – um das Kriterium der *Supplementarity* nicht zu verletzen – den quantitativen Einsatz der projektbasierten Mechanismen im Rahmen des EU-Emissionshandels maßgeblich beeinflusst. Derzeit bestehen lediglich Informationen für die Niederlande, die für Unternehmen eine anlagenbezogene Anrechnungsgrenze für CERs und ERUs für den EU-Emissionshandel in Höhe von 8 % der Anlagenemissionen festgelegt haben.

1.2.9 Handel

Wichtige Dokumente:

DE: TEHG

**Wie können Emissionsberechtigungen gehandelt werden?**

Über Handelsintermediäre können Unternehmen überschüssige Emissionsberechtigungen verkaufen oder zusätzlich benötigte erwerben. Der Handel kann:

- bilateral (also KEIN Intermediär),
- über Börsen,
- über Banken oder
- über Makler (*Over-the-counter*-Handel)

abgewickelt werden.

Denkbar ist auch, dass Unternehmen, die fossile Brennstoffe wie Gas oder Kohle verkaufen, ihren emissionshandelspflichtigen Kunden diese Produkte in Kombination mit einer entsprechenden Anzahl von Emissionsberechtigungen im Paket anbieten.

Welche Regelungen ergeben sich aus der EU-Emissionshandelsrichtlinie?

Auf europäischer Ebene gibt es keine Vorschriften, wie der Handel mit Emissionsberechtigungen zu organisieren ist: über Handelsintermediäre oder über staatlich zu etablierende Handelsplattformen etc. Es wird auf die Marktkräfte vertraut.

Welche Regelungen zum Handel mit Emissionsberechtigungen gelten in Deutschland?

Der EU-Emissionshandelsrichtlinie entsprechend gibt es auch in Deutschland keine Vorgaben für die Abwicklung des Handels. Im TEHG wird lediglich festgelegt, dass es sich bei Emissionsberechtigungen (Spot-Markt) nicht um Finanzinstrumente im Sinne des Kreditwesengesetzes handelt. Das heißt, es bedarf keiner besonderen Erlaubnis, mit Emissionsberechtigungen zu handeln. Das Gleiche gilt in Deutschland für Derivate von Emissionsberechtigungen. Diese Einstufung ist auch für die bilanztechnische und umsatzsteuerliche Behandlung von Emissionsberechtigungen relevant (siehe Kapitel I.2.7).

Die Leipziger Börse, deren **European Energy Exchange** (EEX) bereits aktiv im Stromhandel ist, hat eine europäische Börsenplattform für den Spothandel von Zertifikaten gegründet. Auch die Börsen in Amsterdam, Barcelona, Graz, London oder Paris sind dabei, solche Handelsplattformen zu etablieren. Zudem haben sich Makler im *Over-the-counter*-Handel bereits heute erfolgreich behauptet, wie Natsource, PointCarbon und CO2e. Weiterhin dürften sich, wenn die Zahl der Marktteilnehmer und die Transaktionsvolumina hinreichend groß sind, verstärkt Terminmärkte herausbilden, die die Risikoabsicherung für zukünftige Investitionen erleichtern. Nähere Informationen über Handelsplattformen finden sich in Kapitel I.2.5.

1.2.10 Register

Wichtige Dokumente:



- UN UNFCCC Methodenpapier
- UNFCCC Funktionelle Spezifikationen
- UNFCCC Technische Spezifikationen
- UNFCCC Anhang der technischen Spezifikationen
- EU: EU-Registerverordnung
- DE: DEHSt-Register-Nutzungsbedingungen

Welche Funktion hat ein Register?

Ein Register ist ein elektronisches Buchführungssystem zur Verwaltung von Zertifikaten. Jedes Zertifikat verfügt dabei über eine eindeutige Signatur, so dass die Authentizität einzelner Zertifikate kontrolliert werden kann. Im Register wird festgehalten, wer zu welchem Zeitpunkt in Besitz welcher Zertifikate ist, und wer an wen Zertifikate verkauft hat.

Zum Handel mit EU-Emissionsberechtigungen ist ein Konto im nationalen Register erforderlich. Es handelt sich dabei um ein rein elektronisches System, d. h. die Zertifikate existieren nicht in Papierform, sondern nur auf Online-Konten. Das Register ähnelt damit einem Bankensystem, bei dem das Eigentum von Geld in Konten erfasst wird. Das Register ist jedoch kein Handelsplatz und vom eigentlichen Handel getrennt. Die Kauf- und Verkaufsprozesse (Transaktionen) werden über *Broker* und andere Handelsplattformen wie die EEX ablaufen und nicht direkt über das nationale Register (siehe Kapitel I.2.5). Nicht jeder Handel führt dabei zu einem Transfer, der im Register erfasst wird, da z. B. Zertifikate von einer Börse gemanagt werden können, die zwischen ihren Kunden Transfers vornimmt, die sich erst bei der Rückübertragung ins Register dort auch widerspiegeln.

Im Folgenden wird die Funktionsweise des Registers beschrieben. Dabei wird auf die internationalen, europäischen und deutschen Anforderungen und Bedingungen eingegangen.

Was sind die internationalen Anforderungen an das Register?

Nach den **internationalen Anforderungen** nach UNFCCC ist die Authentizität der Zertifikate sicherzustellen, indem überprüft wird, dass jedes einzelne Zertifikat zu einem Zeitpunkt immer nur auf einem einzigen Konto existiert. Dazu ist ein geschlossenes System zu etablieren, in dem nur regelkonform ausgegebenen Zertifikate verwaltet werden. Folgende Voraussetzungen sind zu schaffen:

1. Alle Annex-B-Staaten (Vertragsparteien mit Verpflichtung) verfügen über ein **nationales Register** mit Unterkonten für alle Inhaber von Zertifikaten.
2. Die Zertifikate sind durch **Seriennummern** eindeutig identifizierbar.
3. Es existiert eine internationale unabhängige Transaktionsprotokollier-Einrichtung, das so genannte **International Transaction Log (ITL)**, also ein Logbuch, das alle Transfers innerhalb und zwischen den nationalen Registern überwacht. Aus Sicherheitsgründen wird vorgegeben, dass das *ITL* von einer unabhängigen Organisation betrieben werden sollte. Für Transaktionen im Rahmen des Kyoto-Protokolls übernimmt diese Rolle das UNFCCC-Sekretariat. Die Fertigstellung ist bis Mitte 2005 geplant, so dass die nationalen Register damit verbunden werden können und erste Tests durchgeführt werden können. Da das ITL auch eine Funktion bei der Ausschüttung der CERs übernimmt, wird eine möglichst frühe Fertigstellung angestrebt.
4. Es wird ein zentrales **CDM-Register** eingerichtet, über das der *Executive Board* die Ausgabe von CERs, tCERs und ICERs vornehmen wird. Außerdem führt das CDM-Register Konten für Nicht-Annex-I-Staaten, auf denen Gutschriften verbucht werden können, die z. B. dem Gastgeberland vertraglich vom CDM-Investor zugestanden worden sind (bspw. anstatt einer Gebühr). Denn Nicht-Annex-I-Staaten verfügen über kein eigenes nationales Register, da sie im Kyoto-Protokoll keine Emissionsverpflichtung eingegangen sind und somit keine AAUs zugeteilt bekommen. Das CDM-Register wird vom *Executive Board* eingerichtet, und es ist geplant, dass es bis Mitte 2005 seinen Betrieb aufnimmt. Der *Executive Board* generiert die entsprechende Anzahl von CERs, indem er diese auf ein so genanntes *Pending-Konto* bucht. Von diesem werden die Gutschriften weiter auf die entsprechenden Konten im nationalen Register des Investorlandes und ggf. auf das Konto des Gastgeberlandes im CDM-Register gebucht. CERs können somit

erst existieren, wenn das CDM-Register funktionsfähig ist. D. h., dass es vor Einrichtung des CDM-Registers und ITL keine virtuellen CERs geben wird.

Exkurs: Was steht in den Marrakesh Accords zum Register?

Nach den *Marrakesh Accords* hat jedes Annex-B-Land, das an den Kyoto-Mechanismen teilnehmen möchte, die Pflicht, ein Register anzulegen. Diese nationalen Register müssen miteinander vernetzt werden, um internationale Transfers durchführen und dokumentieren zu können. Buchgeführt wird über *Assigned Amount Units* (AAUs), Gutschriften aus Senken im Inland (*Removal Units*, RMUs), Gutschriften aus CDM-Projekten (*Certified Emission Reductions*, CERs) und aus CDM-Auf- und Wiederaufforstungsprojekten (*temporary* bzw. *longterm Certified Emission Reductions*, tCERs bzw. ICERs) sowie Gutschriften aus JI-Projekten (*Emission Reduction Units*, ERUs). Für die einzelnen Akteure, die am Handel teilnehmen (Unternehmen, *Broker*, etc.), werden getrennte Konten geführt.

Was sind die Europäischen Anforderungen an das Register?

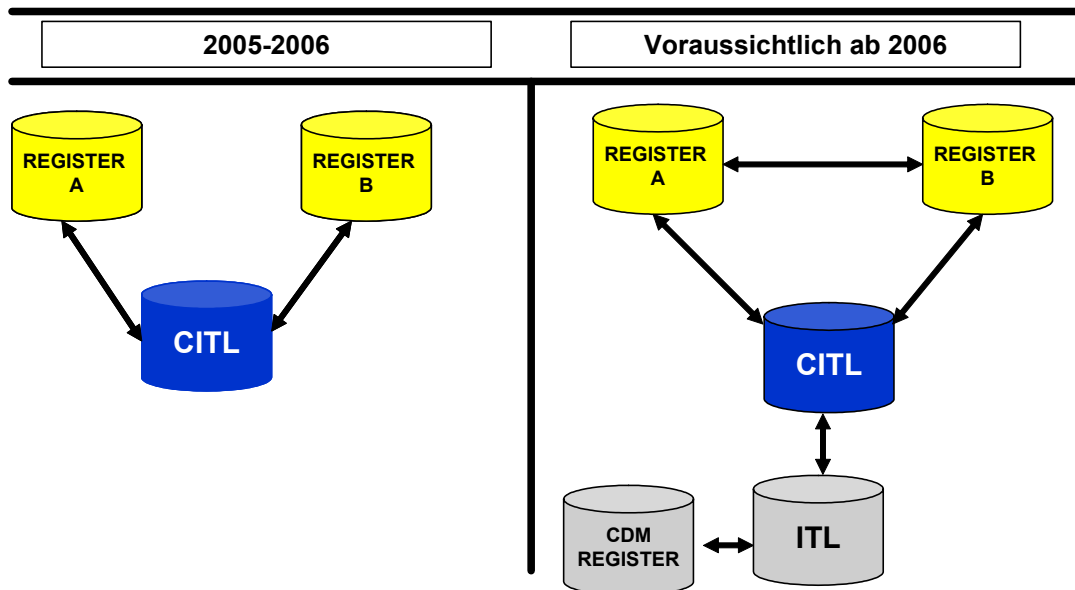
Nach Artikel 19 der vom Rat verabschiedeten EU-Emissionshandelsrichtlinie müssen EU-Mitgliedstaaten ein nationales Register etablieren, um sicherzustellen, dass die Ausgabe, das Halten, die Streichung und der Transfer von Berechtigungen ordnungsgemäß erfolgen. Um die Kompatibilität der elektronischen Datenbanken und Sicherheitsstandards der nationalen Register der EU-Mitgliedstaaten sicherzustellen, haben das Europäische Parlament und der Rat die **EU-Register-Verordnung (2216/2004/EG)** verabschiedet. Dabei besteht auch die Möglichkeit, dass mehrere Mitgliedstaaten ein gemeinsames Register führen (Artikel 19, RL). Das Register hat das Ziel, den aktuellen Inhaber jedes ausgegebenen Zertifikats zu erfassen und somit zu gewährleisten, dass jedes Zertifikat nur von einem Teilnehmer zur gleichen Zeit gehalten wird. Dieses Registersystem ist vom eigentlichen Handel getrennt und stellt somit keinen Handelsplatz dar. Das System ähnelt vielmehr einem Bankensystem, das nach dem Prinzip der doppelten Buchführung funktioniert und für jeden Verpflichteten und andere Erwerber ein Konto führt. Die Zertifikate existieren dabei nur elektronisch, d. h. sie existieren nicht in Papierform und können somit nur auf Online-Konten eingesehen werden.

Neben der Aufgabe, die nötigen Informationen für die Abrechnung am Ende einer Abrechnungsperiode zu liefern, dient das Register dazu, den Handelsprozess für die Beteiligten, aber auch für die interessierte Öffentlichkeit, transparent zu machen. Dabei werden zur Wahrung der Geschäftsgeheimnisse nicht alle Informationen öffentlich einsehbar sein. Ferner wurde festgelegt, dass die Europäische Kommission die europäische Zentralstelle des Registrierungssystems (*Community Independent Transaction Log*, CITL) betreibt, d. h. ein *EU Transaction Log*. Ein *Transaction Log* hat die Aufgabe, die Gültigkeit von Zertifikaten – insbesondere bei Transfers – zu kontrollieren und sicherzustellen, dass jedes Zertifikat jeweils nur auf einem Konto in nur einem der nationalen Register der EU-Mitgliedstaaten existiert. CITL besteht aus einer Datenbank, die spiegelbildlich alle Informationen der nationalen Register enthält. Dieses führt automatische Checks durch, damit keine Unstimmigkeiten zwischen den Registern der Mitgliedstaaten auftreten. Im Zweifelsfall, z. B. wenn die Angaben differieren sollten, ist das CITL die Referenz. Das CITL sollte mit Beginn des Jahres 2005 seinen Betrieb aufnehmen. Die relevante Internet-Seite lautet: <http://europa.eu.int/comm/environment/ets/welcome.do>.

Um eine möglichst hohe Sicherheit zu gewährleisten und die Kosten möglichst gering zu halten, wurde für die Schnittstellen der Register die Form eines "Knoten-Designs" gewählt. Bei dieser Form existieren keine Verbindungen zwischen den nationalen Registern (Register A z. B. Belgien und Register B z. B. Deutschland), sondern Transfers zwischen verschiedenen nationalen Registern müssen über das *Transaction Log* vorgenommen werden (siehe Abbildung I-9). Die Kontrolle wird in Echtzeit und vollautomatisch durchgeführt, indem die Seriennummern der jeweils von Transfers betroffenen Zertifikate mit der Datenbank des Logbuchs verglichen werden. Daneben wird von 2008 an auch kontrolliert, ob die erwerbende Partei die entsprechenden Zulassungskriterien erfüllt.⁵² Da das europäische Emissionshandelssystem bereits in 2005 begonnen hat, werden die nationalen Register erst über das CITL kommunizieren bis das ITL seine Funktion aufgenommen hat. Folgende Graphik veranschaulicht die Änderungen der Schnittstellen zwischen CITL und ITL.

52 Ein Vertragsstaat ist beispielsweise nur zur Teilnahme am internationalen Emissionshandel nach Art. 17 KP berechtigt, wenn er ein Emissionsinventar entsprechend den Anforderungen des Kyoto-Protokolls vorgelegt hat.

Abbildung I-9: Registerschnittstellen mit CITL und ITL für Länder A und B



Quelle: Fraunhofer ISI

Welche Arten von Konten gibt es im nationalen Register?

Ein nationales Register besteht – ähnlich dem Buchungssystem einer Bank – aus einer Vielzahl von **Konten**, wobei folgende Unterscheidung getroffen wird.

Jeder Mitgliedstaaten verfügt über:⁵³

- (1) Ein **Nationalkonto** (*Party Holding Account*), auf das die Zertifikate – AAUs – am Anfang einer Verpflichtungsperiode gebucht werden (also erstmals 2008) und auch alle von staatlicher Seite erworbenen oder veräußerten anderen Zertifikate wie ERUs, CERs etc. registriert werden. Da die EU-Emissionsberechtigungen ab 2008 AAUs entsprechen, werden auf dieses Konto auch die abgegebenen Zertifikate der Anlagenbetreiber gebucht. Dadurch können diese von Deutschland zur Erfüllung der Kyoto-Verpflichtungen genutzt werden.

⁵³ Die Ziffern 1 - 3 geben internationale Anforderungen wieder. Bei den Ziffern 4 - 7 handelt es sich hingegen um rein europäische Anforderungen.

- (2) Ein **nationales Abrechnungskonto** (*Retirement Account*) für jede Zuteilungs- bzw. Verpflichtungsperiode, auf das Zertifikate gebucht werden, die für die Erfüllung der Verpflichtung innerhalb einer Verpflichtungsperiode ordnungsgemäß verbraucht wurden (AAUs, CERs, tCERs, ICERs, ERUs, RMUs).
- (3) Ein **nationales Annullierungskonto** (*Cancellation Account*) für jede Zuteilungs- bzw. Verpflichtungsperiode. Auf dieses Konto werden Zertifikate gebucht, die annulliert bzw. stillgelegt worden sind (AAUs, CERs, tCERs, ICERs, ERUs, RMUs).⁵⁴ Einmal darauf verbuchte Zertifikate sind gesperrt und können nicht mehr in das System zurückgeführt werden.
- (4) **Ersatzkonten** (*Replacement Accounts*) für jede Zuteilungs- bzw. Verpflichtungsperiode, auf die die notwendigen Zertifikate zur Ersetzung von ICERs bzw. tCERs gebucht werden (siehe Kapitel II.5.5)
- (5) Ein **Verzeichnis verifizierter Emissionen** (*Verified Emissions Table*), in der die verifizierten Emissionen anlagenbezogen verzeichnet werden. Diese Eingabe erfolgt vom Verifizierer (des Emissionsberichts).
- (6) Ein **Verzeichnis der abgegebenen Emissionsberechtigungen** (*Surrendered Allowances*), in der die abgegebenen Zertifikate (CERs, ERUs) verzeichnet werden. Diese Eingabe erfolgt automatisch im Register nach der vom Anlagenbetreiber eingeleiteten Abgabe von Emissionsberechtigungen.
- (7) Ein **Verzeichnis des Erfüllungsstatus** (*Compliance Status Table*), in der die tatsächlich abgegebenen Emissionsberechtigungen, CERs und ERUs von den verifizierten Emissionen des Anlagenbetreibers abgezogen werden. Dieser Eintrag wird automatisch im Register vorgenommen.
- (8) Eine **Tabelle zum Nationalen Allokationsplan** (*National Allocation Plan Table*), die die einzelnen Zuteilungen auf Anlagenebene und jede Änderung im Nachhinein verzeichnet.

Neben den Konten auf der Ebene der Mitgliedstaaten werden für den EU-Emissionsrechtehandel im nationalen Register folgende Konten geführt, die vor allem für die betroffenen Anlagenbetreiber und Händler von Bedeutung sind:

- (9) **Anlagenkonten** (*Operator Holding Accounts*): Das sind die Konten der Anlagenbetreiber, die unter den Anwendungsbereich des TEHG fallen.
- (10) **Personenkonten** (*Person Holding Accounts*): Das sind Konten für alle natürlichen und juristischen Personen (z. B. Händler), die sich gerne am EU-Markt für Emissionsberechtigungen engagieren möchten, jedoch nicht unter den Anwendungsbereich des TEHG fallen.

⁵⁴ Zertifikate sind z. B. zu annullieren, wenn die Senken eines Vertragsstaates nach Art. 3.3 und 3.4 eine Quelle darstellen, d. h. mehr CO₂ emittiert als gebunden wird.

Welche Arten von Emissionsberechtigungen werden im nationalen Register unterschieden?

Nach dem Kyoto-Protokoll werden derzeit sechs verschiedene **Arten von Emissionsberechtigungen und Gutschriften** unterschieden, die im Folgenden unter dem Begriff „Kyoto-Zertifikat“ subsummiert werden:

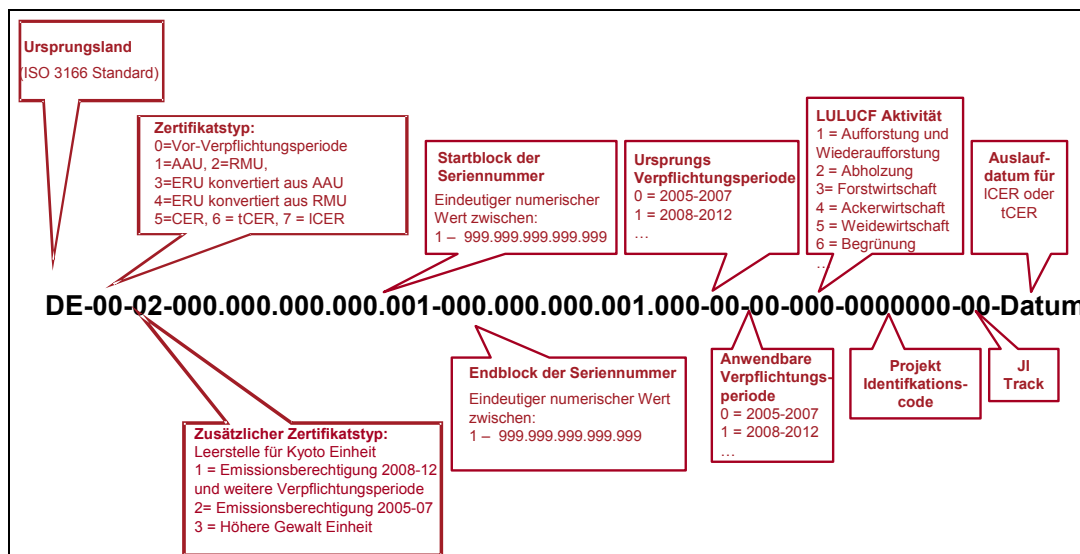
- (a) **Assigned Amount Units (AAUs):** Dies sind die Emissionsberechtigungen, die jeder Annex-B-Vertragspartei basierend auf ihren 1990er Emissionen und ihrem Reduktionsziel zustehen und die sie am Anfang der Kyoto-Verpflichtungsperiode auf ihr Guthabenkonto bucht. Für Deutschland entspricht dies ca. 956 Mio. t CO₂-Äqu. pro Jahr bzw. 4.780 Mio. t CO₂-Äqu. für die fünfjährige Verpflichtungsperiode 2008 - 2012.
- (b) **Emissions Reduction Units (ERUs):** Dies sind die Emissionsgutschriften, die aus *Joint-Implementation*-Projekten gewonnen werden. Dabei wandeln Gastgeberländer eine entsprechende Anzahl ihrer AAUs bzw. RMUs in ERUs um und transferieren diese entsprechend auf die Konten des Investors. Bei ERUs ist zu beachten, dass diese nur bis zu einer von den Mitgliedsstaaten zu spezifizierenden Obergrenze angerechnet werden können, um dem *Supplementarity*-Prinzip gerecht zu werden.
- (c) **Certified Emissions Reductions (CERs):** Dies sind Emissionsgutschriften, die aus *Clean-Development-Mechanism*-Projekten generiert werden. Der *Executive Board* gibt die entsprechende Anzahl von CERs auf ein so genanntes *Pending*-Konto, von welchem aus diese weiter auf die entsprechenden Konten im nationalen Register des Investorlandes und ggf. auf das Konto im CDM-Register des Gastgeberlandes gebucht werden. Auch hier gilt das *Supplementarity*-Prinzip.
- (d) **Removal Units (RMUs):** Dies sind Emissionsgutschriften, die Annex-B-Vertragsparteien, z. B. durch nationale Aufforstungsmaßnahmen und andere Senkenmaßnahmen (Artikel 3.3 und 3.4 des Kyoto-Protokolls) generieren können. RMUs sind wie im Grundlagenteil beschrieben nicht in die nächste Verpflichtungsperiode übertragbar.
- (e) **Temporary CER (tCER)/ Long-term CER (lCER):** Befristete Ausgabe von Gutschriften im Rahmen von CDM-Auf- und Wiederaufforstungsprojekten.

Ein Betreiber oder eine natürliche Person (z. B. Händler) kann auf seinem Anlagenkonto oder Personenkonto Kyoto-Zertifikate halten, wenn dies gemäß den Rechtsvorschriften des jeweiligen Mitgliedstaates oder der Gemeinschaft zulässig ist (siehe Artikel 16 und 20 EU-Registerverordnung). In Deutschland wird die Haltung von CERs und ERUs auf Konten durch die Umsetzung der *Linking Directive* vorgenommen.

Für bestimmte Zertifikatstypen existieren dann noch Sonderangaben:

- (6) Bei RMUs sind die Aktivitäten der Landnutzungs- und Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft nach Artikel 3.3 und 3.4 des Kyoto-Protokolls anzugeben.
- (7) Bei CERs, ERUs und RMUs muss zusätzlich die Projektnummer des Projektes angefügt werden, durch welches das Zertifikat entstanden (CER) oder transformiert (ERUs aus AAUs oder RMU) wurde, bzw. bei RMUs aus welcher Senkenmaßnahme es generiert wurde.
- (8) Bei JI-Projekten ist der zu Grunde gelegte Track (siehe Kapitel III.3) anzuführen.
- (9) Bei CDM-Auf- und Wiederaufforstungsprojekten ist das Ablaufdatum für die tCERs und ICERs (siehe Kapitel II.5.1) zu nennen.

Abbildung I-10: Signatur eines 1.000er Blocks an EU-Emissionsberechtigungen der Zuteilungsperiode 2005 - 2007



Quelle: Fraunhofer ISI auf Basis der EU-Registerverordnung, Anhang VI, Tabelle 1

Welche Regelungen bezüglich des Registers bestehen in Deutschland?

Das deutsche Register wird von der DEHSt geführt und basiert auf dem französischen Softwaresystem "Seringas". Dies ist eine Software, die von der französischen Staatsbank CDC (*Caisse des dépôts et consignation*) entwickelt wurde. Für das deutsche Register steht eine deutsche, englische und französische Nutzeroberfläche zur Verfügung. Weitere Erläuterungen finden sich im EH-Kapitel I.2.5.

Aufgrund der ähnlichen Funktionsweise ist es durchaus wahrscheinlich, dass es **nur ein nationales Register** geben wird, in dem sowohl über die EU-Emissionsberechtigungen als auch über internationalen Zertifikate wie z. B. AAUs, CERs aus CDM-Projekten und ERUs aus JI-Projekten Buch geführt wird.



Welche Registerregelungen gelten in anderen EU-Mitgliedstaaten?

Andere EU-Mitgliedstaaten wie Dänemark, Niederlande, Schweden und Slowenien haben sich für die Britische Registersoftware GRETA des *Department for Environment, Food and Rural Affairs* (DEFRA) entschieden. Briten und Franzosen waren die ersten Anbieter, die über eine Registersoftware verfügten, die die internationalen und europäischen Vorschriften erfüllt. Die Anwendungen anderer Anbieter sind erst später entwickelt worden. Durch die technischen Spezifikationen auf internationaler Ebene (siehe UN-Dokumente) kann gesichert werden, dass alle Softwaresysteme problemlos miteinander kommunizieren können und gewisse Sicherheitsstandards eingehalten werden.

Welche Informationen sind öffentlich zugänglich?

Um den internationalen und europäischen Emissionshandel so transparent wie möglich und damit die Überwachung so einfach wie möglich zu gestalten, soll eine Vielzahl von (nichtvertraulichen) Informationen veröffentlicht werden. Dabei werden die geltenden Datenschutzbestimmungen sowie die Wahrung von Betriebs- und Geschäftsgeheimnissen garantiert. Die öffentlichen Berichtspflichten sind im Anhang XVI der EU-Registerverordnung geregelt.

Damit der EU-Emissionshandel funktioniert, müssen potenzielle Handelspartner bekannt sein. Dazu werden über die nationalen Register die **Kontoinhaberinformationen** veröffentlicht, was bereits eine Woche nach der Kontoeinrichtung zu erfolgen hat. Diese Kontoinhaberinformationen sind wöchentlich zu aktualisieren. Folgende Informationen werden dabei der Öffentlichkeit zugänglich gemacht:

- Name des Kontoinhabers (Person, Betreiber, Kommission, Mitgliedstaat),
- alphanumerische Bezeichnung der Kontokennung,
- Name, Anschrift, Stadt, Postleitzahl, Land, Telefon- und Faxnummer sowie elektronische Anschrift der benannten Haupt- und Unterbevollmächtigten für das Konto.

Bei **Anlagenkonten** sind zudem folgende Informationen aufzuführen:

- Anzahl der ausgegebenen Emissionsberechtigungen (ggf. inkl. der *Force-Major*-Emissionsberechtigungen),
- Genehmigungskennung,
- Anlagenkennung,
- Name der Muttergesellschaft, der Tochtergesellschaft und des Betreibers,
- Anlagenname,
- EPER-Identifikationsnummer,
- Adresse der Anlage sowie der Kontaktperson,
- Art der Tätigkeit nach Anhang I der EU-Emissionshandelsrichtlinie.

Für jedes **Anlagenkonto** sind ab 15. Mai des Folgejahres (x + 1) folgende **jährliche Zusatzinformationen** zu veröffentlichen:

- die verifizierten Emissionen,
- die abgegebenen Zertifikate geordnet nach Zertifikatstyp,
- der Erfüllungstatbestand, d. h. ob die Anlage eine Unterdeckung von Emissionsberechtigungen aufweist.

Außerdem ist im nationalen Register ein Verzeichnis der Personen zu veröffentlichen und wöchentlich zu aktualisieren, die vom Mitgliedstaat bevollmächtigt wurden, Kyoto-Zertifikate, d. h. ERU, CER, tCER, ICER, AAU und/oder RMU zu halten.

Das nationale Register zeigt auch die Gesamtzahl an CERs und ERUs an, die Betreiber nach der *Linking Directive* zur Erfüllung ihrer Verpflichtungen aus dem EU-Emissionsrechtehandel anrechnen dürfen.

Auf Anfrage werden im Register auch Angaben zur *Commitment Period Reserve* (siehe Anhang C) gemacht. Da die EU-Registerverordnung keine weiteren Angaben darüber macht, wer diese Anfrage stellen kann, ist davon auszugehen, dass diese Möglichkeit prinzipiell für jede natürliche und juristische Person besteht, vorbehaltlich eventueller nationaler Einschränkungen.

Ferner sind Informationen über die ausgegebenen (bzw. umgewandelten) Gutschriftenmengen für JI-Projekte im Inland (ERUs) und die Projektidentifikationscodes der Öffentlichkeit zugänglich zu machen. Diese Forderung umfasst die elektronische Verfügbarkeit aller Fassungen der öffentlich verfügbaren Unterlagen über das Projekt.

Zum 15. Mai eines jeden Jahres ist auch die Gesamtzahl der Zertifikate aus der vorangehenden Periode, die in diesem Jahr gelöscht und ersetzt wurden (EU-Emissionsberechtigungen, CERs, ERUs), zu veröffentlichen. Dies wird zum ersten Mal 2008 Relevanz haben und zwar nur in denjenigen Mitgliedstaaten (Frankreich und Polen), die ein *Banking* (Übertragung) überhaupt zulassen.

Im Anschluss an die Aufnahme des Registerbetriebs sind **jährlich jeweils spätestens zum 15. Januar** (also ab 2006, d. h. $x+1$) folgende Informationen in den **nationalen Registern** zu veröffentlichen:

- a) die Gesamtzahl der ausgegebenen AAUs nach dem EU-Burden-Sharing (EU-Entscheidung 280/2004/EG);
- b) die Gesamtzahl der vergebenen ERUs;
- c) die Gesamtzahl der gemäß Artikel 3 Absätze 3 und 4 des Kyoto-Protokolls vergebenen RMUs;
- d) die Gesamtzahl der gemäß Artikel 3 Absätze 3 und 4 des Kyoto-Protokolls gelöschten ERUs, CERs, ICERs, tCERs, AAUs und RMUs;
- e) nach Feststellung durch den Ausschuss für die Überwachung der Einhaltung des Kyoto-Protokolls, dass der Mitgliedstaat seine Verpflichtungen gemäß Artikel 3 Absatz 1 des Kyoto-Protokolls nicht einhält, die Gesamtzahl der gelöschten ERUs, CERs, ICERs, tCERs, AAUs und RMUs;
- f) die Gesamtzahl der sonstigen gelöschten ERUs, CERs, ICERs, tCERs, AAUs und RMUs oder Zertifikate und der Hinweis auf den Artikel der EU-Registerverordnung, nach dem diese Kyoto-Zertifikate gelöscht wurden;
- g) die Gesamtzahl der ausgebuchten ERU, CER, AAU, RMU und EU-Emissionsberechtigungen;
- h) die Gesamtzahl der aus dem vorangehenden Verpflichtungszeitraum übertragenen ERUs, CERs und AAUs. Die EU-Berechtigungen aus dem vorangehenden Verpflichtungszeitraum, die im Jahr x gelöscht und ersetzt wurden, sind bereits zum 15. Mai des Jahres x anzuzeigen.

Alle **fünf Jahre** (d. h. $x+5$) – also erstmals ab 2010 – sind folgende Informationen in den **nationalen Registern** anzuzeigen:

- a) die Gesamtzahl der von anderen Registern erworbenen ERUs, CERs, tCERs, ICERs, AAUs und RMUs inklusive der Angabe der Verkäuferkonten und -register (zum 1. Januar des entsprechenden Jahres);
- b) die Gesamtzahl der an andere Register im Jahr x übertragenen ERUs, CERs, ICERs, tCERs, AAUs und RMUs inkl. Angaben über die Empfängerkonten und -register (zum 15. Januar eines Jahres);
- c) die Gesamtzahl der ERUs, CERs, ICERs, tCERs, AAUs und RMUs in jedem Konto (Personenkonto, Anlagenkonto, Nationalkonto, sowie der Konten zur Löschung oder Ausbuchung) (zum 1. Januar eines Jahres).
- d) der aktuelle Kontostand von ERUs, CERs, ICERs, tCERs, AAUs und RMUs in jedem Konto (Personenkonto, Anlagenkonto, Nationalkonto, sowie der Konten zur Löschung oder Ausbuchung) (zum 31. Dezember eines Jahres).

Über das **europäische Transaction Log (CITL)** werden außerdem alle Transferberichte öffentlich zugänglich gemacht. **Alle fünf Jahre** (d. h. x+5) sind spätestens zum 15. Januar folgende Informationen über den zurückliegenden Fünfjahreszeitraum bekannt zu geben:

- a) die Kontokennung der übertragenden und empfangenden Konten mit Namen der jeweiligen Kontoinhaber;
- b) die Zertifikate oder Kyoto-Einheiten, die an den jeweiligen Transaktionen beteiligt waren, geordnet nach Zertifikatskennung;
- c) die Transaktionskennungen, die auf UNFCCC-Anforderungen basieren;
- d) das Datum und die Uhrzeit des Abschlusses der Transaktionen (*Greenwich Mean Time*);
- e) die Vorgangsart nach Anhang VII der EU-Registerverordnung (d. h. handelt es sich um einen internen Transfer, eine Ausgabe, einen externen Transfer etc.).

Anhang XVI enthält auch Angaben über die **ausschließlich für die Kontoinhaber** einzusehenden Informationen des Registers. Diese sind nach Zertifikats-typen geordnet und umfassen:

- (1) den derzeitigen Besitz an Zertifikaten (EU-Emissionsberechtigungen und Kyoto-Zertifikate);
- (2) Liste der eingeleiteten Transaktionen inkl.zeitigem Status und eventuellen Antwortcodes, die nach den Prüfungen zurückgegeben wurden;
- (3) Liste der erworbenen Zertifikate (Emissionsberechtigungen und Kyoto-Zertifikate);
- (4) Liste der transferierten, d. h. verkauften, Zertifikate (Emissionsberechtigungen und Kyoto-Zertifikate).

Daneben sollte jede Registerbehörde bis zum 1. September 2004 einen **Bericht für die Kommission** erstellt haben (siehe Anhang XIV der EU-Registerverordnung), der das nationale Verzeichnis für die Zuteilung enthält, d. h. die Anfangsbestände aller Anlagenkonten, die Reserve für Neuanlagen und die Gesamtzahlen der ausgegebenen Emissionsberechtigungen. Dieser Bericht sollte u. a. auch folgende Angaben beinhalten:

- Kontaktpersonen für das nationale Register,
- Struktur der Datenbanken,
- Gewählte Verfahren, Prozeduren und Datenformate (z. B. Seriennummern),

- Sicherheitsvorkehrungen sowie
- von dem jeweiligen EU-Mitgliedstaat bereitgestellte Informationen (z. B. Gebrauchsanleitungen zur Datenbank).

Im Rahmen von Handelsplattformen (Börsen) könnte es sein, dass es weitere Auskunftspflichten gibt, die aber dann privatrechtlich geregelt sind und sich der Kontrolle der DEHSt oder des Registers entziehen.



Was sind die Besonderheiten internationaler Transfers?

Unter internationalen Transfers werden Käufe bzw. Verkäufe von Emissionsberechtigungen verstanden, die nicht innerhalb eines Landes stattfinden, sondern bei denen Institutionen aus mindestens zwei verschiedenen Ländern beteiligt sind.

Welche Regelungen bzgl. internationaler Transfers gelten in der EU?

Die ausgegebenen EU-Berechtigungen sind innerhalb des EU-Emissionsrechtehandelssystems gültig, wobei ab der zweiten Zuteilungsperiode (ab 2008, d. h. ab der 1. Kyoto-Verpflichtungsperiode) die EU-Emissionsberechtigungen an den *Assigned Amount* gekoppelt werden. Das heißt, wenn im Jahr 2008 ein Unternehmen aus Deutschland EU-Berechtigungen für 100 t CO₂-Äqu. an ein Unternehmen in Frankreich verkauft, verringert sich der deutsche *Assigned Amount* um 100 t CO₂-Äqu. und der französische *Assigned Amount* erhöht sich um denselben Betrag. Bei Transfers zwischen den Mitgliedstaaten sind daher grundsätzlich die Regeln des Kyoto-Protokolls bzw. der *Marrakesh Accords* zu berücksichtigen. So sind von den Mitgliedstaaten ab 2008 beispielsweise die Teilnahmevoraussetzungen für den internationalen Emissionshandel nach dem Kyoto-Protokoll (Art. 17 KP) zu erfüllen. Auch die so genannte *Commitment Period Reserve*, die vor Überverkäufen schützen soll, muss erfüllt werden.⁵⁵ Es bleibt abzuwarten, ob diese Einschränkungen den europäischen Emissionsrechtehandel der Unternehmen beeinträchtigen werden.

⁵⁵ Nähere Einzelheiten zur *Commitment Period Reserve* und eine Analyse der Implikationen auf den europäischen Emissionsrechtehandel finden sich in Anhang D.

Eine direkte Anrechnung von *Assigned Amount Units* z. B. eines Nicht-EU-Mitgliedstaates ist nicht möglich, solange kein Abkommen zur Verknüpfung der Emissionshandelssysteme nach Artikel 25 der EU-Emissionshandelsrichtlinie geschlossen wurde.

1.2.11 *Banking, Borrowing* und Abrechnung von Emissionsberechtigungen

! Wichtige Dokumente:

EU: EU-Emissionshandelsrichtlinie

DE: TEHG

Welches sind die Vor- und Nachteile von *Banking* und *Borrowing*?

Banking bietet die Möglichkeit, überschüssige Emissionsberechtigungen in nachfolgende Perioden zu übertragen. Aus Sicht eines verpflichteten Unternehmens ist *Banking* vor allem dann lohnend, wenn mit stark steigenden Preisen für Emissionsberechtigungen zu rechnen ist.

Umgekehrt ist auch denkbar, dass ein Defizit an Emissionsberechtigungen (im Vergleich zu den Emissionen) aus Vorjahren übertragbar ist. Ein solches Vorziehen von Emissionsberechtigungen aus zukünftigen Perioden (**Borrowing**) ist aus Sicht eines verpflichteten Unternehmens vor allem dann sinnvoll, wenn mit stark sinkenden Preisen für Emissionsberechtigungen zu rechnen ist.

Durch das *Banking* und *Borrowing* ergeben sich eine Reihe von **Vorteilen**: So erhöht sich durch das *Banking* und *Borrowing* grundsätzlich die Flexibilität von Unternehmen. Aus ökonomischer Sicht tragen *Banking* und *Borrowing* zur Kosteneinsparung bei, da sich dadurch Unterschiede in den Minderungskosten über die Zeit (z. B. aufgrund von technischem Fortschritt oder von Investitionszyklen) ausnutzen lassen. Außerdem werden Preisschwankungen, die sich andernfalls aufgrund von Planungsunsicherheiten besonders zu Beginn oder gegen Ende einer Zuteilungsperiode einstellen können, tendenziell gedämpft. Aus ökologischer Sicht führt *Banking* dazu, dass Emissionsminderungen früher als ursprünglich geplant stattfinden können, so dass sich auch Umweltenlastungen früher einstellen. In den meisten bestehenden Emissionshandelssystemen ist *Banking* erlaubt.

Die erhöhte Flexibilität kann allerdings auch mit **Nachteilen** verbunden sein. Risikoscheue Unternehmen erhalten durch *Banking* nämlich die Möglichkeit, Emissionsberechtigungen zu horten, wodurch sich die Liquidität des Marktes verringert. Beim *Borrowing* besteht die Gefahr, dass „Defizite“ in der Emissionsbilanz später nicht ausgeglichen werden, z. B. weil das Unternehmen, das die Defizite angehäuft hat, in Konkurs gegangen ist. Aus ökologischer Sicht hat *Borrowing* den Nachteil, dass Emissionen früher als ursprünglich geplant anfallen, so dass auch Umweltschäden früher eintreten können. Da für den Treibhauseffekt die Konzentration der Treibhausgase in der Atmosphäre (und weniger das jährliche Niveau des Treibhausgasausstoßes) relevant sind, spielt der zeitliche Aspekt des Ausstoßes an CO₂, das zudem eine sehr lange Verweildauer in der Atmosphäre aufweist, aus ökologischer Sicht allerdings eine eher untergeordnete Rolle.

Welche Regelungen gelten für den EU-Emissionsrecht-handel?

Die EU-Emissionshandelsrichtlinie sieht eine jährliche Abrechnung von EU-Berechtigungen vor: Emissionsberechtigungen in Höhe der verifizierten Emissionen einer Anlage sind spätestens bis zum 30. April des darauf folgenden Jahres vom Betreiber zurückzugeben und zu löschen (Artikel 12, RL). Emissionsberechtigungen für das laufende Jahr sind bis zum 28. Februar auszugeben.

Die EH-Richtlinie (und das TEHG) sehen folgende Regelung vor: **Innerhalb der Zuteilungsperioden (2005 - 2007 bzw. 2008 - 2012) sind *Banking* und *Borrowing* unbeschränkt möglich.** Das heißt, überschüssige Emissionsberechtigungen können z. B. von 2005 nach 2006 und von 2006 nach 2007 übertragen werden (*Banking*).

Borrowing innerhalb derselben Zuteilungsperiode (**periodenbegrenztes *Borrowing***) ist dadurch möglich, dass die Emissionsberechtigungen eines Jahres bis zum 28. Februar ausgegeben werden müssen, ein Nachtrag fehlernder Emissionsberechtigungen jedoch noch bis zum 30. April des Folgejahres erlaubt ist. Durch diese zeitliche Überschneidung von zwei Monaten können Unternehmen zur Abdeckung der Emissionen der Jahre 2005 bzw. 2006 auch auf Emissionsberechtigungen zurückgreifen, die erst für das jeweils folgende Jahr zugeteilt werden.

Gleichfalls erlaubt ist die unbeschränkte Übertragung von Emissionsberechtigungen in nachfolgende Kyoto-Verpflichtungsperioden. Erstmals wäre dieses **periodenübergreifende *Banking*** von der Periode 2008 - 2012 in die Periode 2013 - 2017 möglich. *Borrowing* zwischen Zuteilungs- bzw. Verpflichtungsperioden ist jedoch grundsätzlich ausgeschlossen.

Ist *Banking* von 2007 nach 2008 zugelassen?

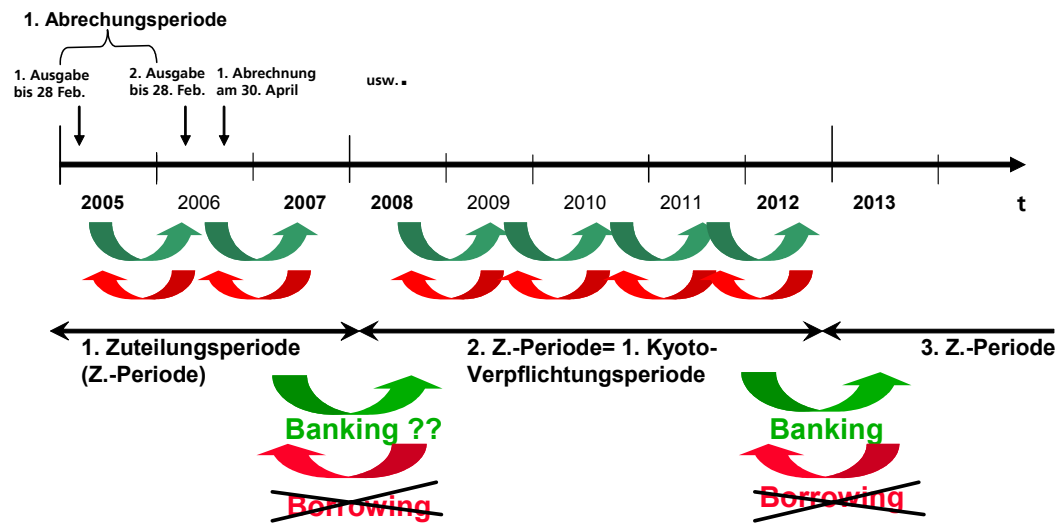
Da internationale Emissionsberechtigungen (und Verpflichtungen) nach dem Kyoto-Protokoll erst ab 2008 existieren, kann *Banking* von der ersten in die zweite Zuteilungsperiode zum Problem werden: Emissionsberechtigungen, die von 2007 nach 2008 übertragen werden, belasten das Emissionsbudget der Periode 2008 - 2012 und stehen dann nicht mehr zur Vergabe zur Verfügung. Würden also sehr viele EU-Berechtigungen in die zweite Zuteilungsperiode übertragen werden, müssten die anderen Sektoren (z. B. Haushalte, Verkehrssektor) entsprechend stärker reduzieren, damit ein EU-Mitgliedstaat das *Burden-Sharing*-Ziel aus eigener Kraft noch einhalten kann.

Aus rein praktischer Sicht kommt die Schwierigkeit hinzu, dass die Menge der übertragenen Emissionsberechtigungen bereits für die Aufstellung des Nationalen Allokationsplans für die zweite Zuteilungsperiode, der bis Ende Juni 2006 bei der Kommission einzureichen ist, abzuschätzen wäre. Besonders schwierig gestaltet sich dabei die Abschätzung der Menge an Emissionsberechtigungen, die aus dem Ausland nach Deutschland fließen würde. Außerdem ist zu beachten, dass bei unterschiedlicher Anwendung der *Banking*-Regel zwischen den einzelnen Mitgliedstaaten spätestens gegen Ende der ersten Zuteilungsperiode die überschüssigen Emissionsberechtigungen in das Land mit der „großzügigsten“ *Banking*-Regelung gesogen werden.

Die Entscheidung darüber, ob die Übertragung von Emissionsberechtigungen zwischen der ersten Verpflichtungsperiode (2005 - 2007) in die zweite (2008 - 2012) zulässig sein soll, überlässt die EH-Richtlinie gemäß dem Subsidiaritätsprinzip den einzelnen Mitgliedstaaten.

In Deutschland ist *Banking* von der ersten in die zweite Zuteilungsperiode nicht erlaubt! Emissionsberechtigungen, die am Ende der ersten Zuteilungsperiode noch übrig sind, werden daher keinen Wert mehr besitzen.

Die Regelungen zur zeitlichen Flexibilität sind für Deutschland in Abbildung I-11 dargestellt.

Abbildung I-11: *Banking- und Borrowing-Regelungen in Deutschland*

Quelle: Fraunhofer ISI

Exkurs zum Internationalen Emissionshandel

Laut Kyoto-Protokoll wird nach der ersten Kyoto-Verpflichtungsperiode, das heißt nach fünf Jahren (2012), abgerechnet, wobei sich durch die Verifizierung der Inventare eine zeitliche Verzögerung ergibt. Ein *Banking* von AAUs zwischen den Verpflichtungsperioden ist in unbegrenzter Höhe möglich. Für ERUs und CERs gelten Restriktionen und RMUs können überhaupt nicht gespart werden (siehe Kapitel II.1 und III.1). *Borrowing* ist zwischen Verpflichtungsperioden nicht erlaubt.

1.2.12 Emissionsquantifizierung, Emissionsbericht und Verifizierung

Wichtige Dokumente:

- EU: EU-Emissionshandelsrichtlinie
Monitoring-Leitlinien
- DE: TEHG: § 5 und Anhang 2
DEHSt: Monitoringkonzept



Wie werden die Emissionen überwacht, berichtet und verifiziert?

Der Emissionsrechtehandel funktioniert nur dann, wenn eine lückenlose Erfassung der Emissionen gewährleistet ist, da für jede emittierte Tonne CO₂-Äqu. eine mit einem Marktwert verbundene Emissionsberechtigung aufgewendet werden muss. Die Qualität der Daten hängt stark von den zur Verfügung stehenden Quantifizierungsmethoden ab, wobei diese je nach Treibhausgas unterschiedlich sind.⁵⁶ Grundsätzlich gilt jedoch die Unterscheidung von direkten Messmöglichkeiten und indirekten Berechnungsmethoden, die ausführlich in Kapitel I.2.1 dargestellt werden.

Welche Emissionsüberwachungs- und Berichterstattungsregelungen gelten auf EU-Ebene?

Gemäß Artikel 14 und 15 der EU-Emissionshandelsrichtlinie sind die CO₂-Emissionen der Anlagen von den Betreibern nach den Europäischen *Monitoring*-Leitlinien (2004/156/EG) zu quantifizieren (siehe auch Treibhausgasgenehmigung Kapitel I.1.2.3). Die verifizierten Berichte sind bis zum 31. März eines jeden Jahres von den verpflichteten Anlagenbetreibern bei der dafür zuständigen nationalen Behörde einzureichen. Die *Monitoring*-Leitlinien enthalten in Annex IV Grundsätze für die Überwachung und Berichterstattung von CO₂-Emissionen. Informationen zu den rechtlichen Grundlagen für die Überwachungs- und Berichterstattungsregelungen finden sich in Kapitel I.2.1

Zur Veranschaulichung der *Monitoring*-Anforderungen werden diese in Kapitel I.3 beispielhaft an einem Heizkraftwerk der Stadtwerke Karlsruhe vorgestellt.

⁵⁶ Im Englischen wird der Begriff "*Monitoring*" verwendet, der hier zum Teil mit Quantifizierung oder Überwachung übersetzt wird und die Berechnung als auch die Messung umfasst.

Welche Emissionsüberwachungs- und Berichterstattungsregelungen gelten in Deutschland?

Im TEHG wurden die in der EU-Emissionshandelsrichtlinie vorgesehenen *Monitoring*-Anforderungen umgesetzt. Jeder Betreiber hat danach die Treibhausgasemissionen seiner verpflichteten Anlagen für das Kalenderjahr zu ermitteln und hierüber der zuständigen Landesbehörde – und hier liegt der Unterschied zur EU-Emissionshandelsrichtlinie – jeweils bereits bis zum **1. März des Folgejahres** (erstmalig in 2006) zu berichten (§ 5 Abs.1 i.V.m. Anhang 2 TEHG). Der Emissionsbericht muss zuvor von einem Sachverständigen geprüft worden sein. Emissionsbericht und Prüfbericht werden behördlicherseits dann nur noch stichprobenartig überprüft.

Grundsätzlich müssen die Betreiber einer Anlage für jede Anlage eine **separate Bilanzierung** der CO₂-Emissionen vornehmen. Im Fall von Raffinerien und integrierten Anlagen zur Erzeugung von Roheisen und Stahl (Kokerei, Sinteranlage, Hochofen, Stahlwerk bis zum Strangguss) können allerdings auch mehrere Anlagen gemeinsam bilanziert werden. Eine solche **Glockenlösung** ist dann zulässig, wenn die Anlagen (i) ein und demselben Betreiber zuzuordnen sind, und (ii) am selben Standort stehen.

1.2.13 Sanktionen

Wichtige Dokumente:

EU: EU-Emissionshandelsrichtlinie

DE: TEHG: Abschnitt 5 (§ 17-19)



Ein entscheidendes Merkmal für einen funktionierenden Emissionshandelsmarkt sind effektive Sanktionen. Sind diese hinreichend abschreckend, werden Unternehmen für ihre Emissionen Zertifikate in entsprechender Höhe einreichen.

Welche Sanktionen gelten?

Generell gibt es einen Unterschied zwischen Verstößen gegen die gesetzten Regeln, zum Beispiel Berichtspflichten, und echten Emissionsziel-Verfehlungen. Im Falle einer Unterdeckung sollten möglichst abschreckende Sanktionen gelten, damit sie wirkungsvoll sind.

Welche Sanktionen gelten auf EU-Ebene?

Geben die Betreiber einer betroffenen Anlage bis zum 30. April des Folgejahres für ihre geprüften CO₂-Emissionen des Vorjahres nicht genügend Emissionsberechtigungen ab, ist eine Sanktion in Form einer Geldstrafe zu entrichten. Für die erste Zuteilungsperiode (2005 - 2007) beträgt die Strafe laut EU-Emissionshandelsrichtlinie dabei 40 €, ab der zweiten Periode sind es 100 € je fehlender Tonne CO₂-Äqu. In jedem Fall sind die fehlenden EU-Berechtigungen bis zum 30. April des Folgejahres nachzureichen (d. h. fehlende Emissionsberechtigungen für das Jahr 2005 sind bis 30. April 2007 nachzureichen) und die sanktionierten Anlagenbetreiber von den Mitgliedstaaten öffentlich bekannt zu geben (siehe Artikel 16 EU-RL). Durch die Möglichkeit des *Borrowing* (siehe Kapitel I.1.2.11) innerhalb einer Periode ist es unwahrscheinlich, dass Sanktionen während einer Periode verhängt werden. Erst am Ende einer Periode, d. h. erstmals in 2008 für das Jahr 2007 dürfte dieser Fall, wenn überhaupt, auftreten.

Welche Sanktionen neben einem bereits festgelegten sofortigen Verkaufsverbot von Emissionsberechtigungen im Falle einer Nichteinhaltung der Berichtspflichten u. Ä. gelten werden, ist von den Mitgliedstaaten zu regeln.

Welche Sanktionen gelten in Deutschland?

In Abschnitt 5 des TEHG werden die Sanktionen geregelt. Folgende Sanktionen werden unterschieden:

➤ Sanktionen im Bezug auf Verletzung der **Abgabe von Berechtigungen:**

- (1) Hat der Verantwortliche bis zum 30. April eines Jahres (zum ersten Mal 2006) nicht die seiner Emissionen im vorherigen Kalenderjahr entsprechende Anzahl an Berechtigungen abgegeben, so werden 40 € / t CO₂ in der ersten Zuteilungsperiode bzw. 100 € / t CO₂ ab der zweiten Zuteilungsperiode als Sanktion verhängt. Nur im Falle von höherer Gewalt wird von der Sanktionierung abgesehen. Falls kein ordnungsgemäßer Bericht über die Emissionen vorliegt, kann die DEHSt die Emissionen schätzen, die dann als Grundlage für die Abgabe der Berechtigungen gilt.
- (2) Darüber hinaus müssen die Betreiber die fehlenden Berechtigungen bis zum 30. April des Folgejahres abgeben. Falls der Betreiber dieser Pflicht nicht nachkommt, werden die fehlenden Berechtigungen von der nächsten Ausgabe abgezogen (dies ist erstmalig möglich zum 28.02.2007).
- (3) Letztlich werden die Namen der sanktionierten Verantwortlichen im Bundeszeiger veröffentlicht.

➤ Sanktionen im Bezug auf **Verletzung der Berichtspflicht:**

Legt ein Betreiber nicht bis zum 1. März des Folgejahres (also zum ersten Mal 2006) einen den Anforderungen entsprechenden Emissionsbericht der zuständigen Landes-Emissionsschutzbehörde vor bzw. liegt dieser nicht am 31. März der DEHSt vor, so erfolgt die Sperrung des Kontos des Betreibers. Dies bedeutet, dass keine Berechtigungen mehr an Dritte übertragen werden können. Die Sperrung ist unverzüglich aufzuheben, sobald der entsprechende Bericht vorgelegt wird bzw. eine Schätzung der Emissionen für die Abgabe der Berechtigungen erfolgt ist. Es kann keine aufschiebende Wirkung erreicht werden durch Einreichen eines Widerspruchs oder einer Anfechtungsklage.

➤ **Ordnungswidrigkeiten** werden mit einer Geldbuße bis zu 50.000 € geahndet. Hierzu zählen vorsätzliche oder fahrlässige Verstöße gegen:

- (1) **Genehmigung**, d. h. falls keine entsprechende Genehmigung vorliegt (gem. § 4 TEHG), die Angaben nicht richtig oder vollständig sind (gem. § 4 Abs. 9 TEHG), der Anzeigepflicht gem. § 4 Abs. 9 und 10 nicht, nicht richtig, nicht vollständig oder nicht rechtzeitig nachgekommen wird.
- (2) **Rechtsverordnung des Zuteilungsverfahrens**, d. h. falls die erforderlichen Angaben und Unterlagen für Nachweise bzgl. des Zuteilungsverfahrens nicht erbracht worden sind.
- (3) **Verifizierung der Emissionen**, d. h. wenn der Betreiber dem Verifizierer keine, bzw. nicht richtige, nicht vollständige oder nicht rechtzeitig Auskünfte erteilt oder eine Maßnahme nicht duldet, Unterlagen nicht vorlegt oder einer dort sonst genannten Verpflichtung zuwiderhandelt.

Exkurs: Was steht in den *Marrakesh Accords* zu Sanktionen?

Das Kyoto-Protokoll bzw. die *Marrakesh Accords* regeln nur die Frage der Unterdeckung für Staaten. Diese sehen bestimmte Verfahren wie das Erstellen von Aktionsplänen und das Abziehen fehlender Zertifikate von der Folgeperiode zuzüglich einer Wiedergutmachungsrate von 30 % vor. Auf finanzielle Sanktionen konnte man sich nicht einigen.

1.3 Ausgestaltung des Emissionsrechtehandels in Deutschland im Überblick

Tabelle I-9 fasst die wichtigsten Ausgestaltungsmerkmale des EU-Emissionsrechtehandelssystems in Deutschland zusammen.

Tabelle I-9: Kernelemente des EU-Emissionsrechtehandels in Deutschland für 2005 - 2007 im Überblick

Parameter	Ausgestaltung in Deutschland
Art des Systems	Emissionsrechtehandel (<i>Cap and Trade</i>)
Zeitliche Einteilung	2005 - 2007 erste Zuteilungsperiode, 2008 - 2012 zweite Zuteilungsperiode = 1. Kyoto-Verpflichtungsperiode ab 2013 weitere 5-Jahresperioden
Teilnehmer	Orientierung an IVU-Richtlinie , Anlagen aus der Energiewirtschaft, der Keramik-, Papier- u. Zellstoff-, Glas-, Kalk-, Zement, Eisen- u. Stahlindustrie sowie Raffinerien (siehe Tabelle I-2);
Treibhausgase	Nur direkte CO₂-Emissionen , wobei die Option besteht, ab der zweiten Zuteilungsperiode weitere Gase einzubeziehen; dies wäre von der EU-Kommission zu genehmigen.
Genehmigung	Der Ausstoß von CO ₂ ist von den Betreibern verpflichteter Anlagen nur mit einer THG-Emissionsgenehmigung erlaubt, die in der EU-Emissionshandelsrichtlinie <i>Permit</i> genannt wird. In Deutschland wird keine gesonderte Genehmigung für Bestandsanlagen benötigt, es gilt die BImSchG-Genehmigung mit Anzeigeverfahren.
Auslegung Anwendungsbereich TEHG	"Mittlere" Auslegung des Anwendungsbereichs: Es gelten bestimmte Ausnahmeregelungen, z. B. für EEG-Anlagen, die in Deutschland nicht dem Emissionshandel unterliegen (siehe Abbildung I-3). "Enge" Auslegung der Kumulierungsregelung nach IVU-Richtlinie .
Opt-in	Ein <i>Opt-in</i> von Anlagen, die Schwellenwerte aus Anhang I der RL unterschreiten, kommt in Deutschland nicht zur Anwendung. Weitere Anlagen, Sektoren und Gase können u. U. ab 2008 einbezogen werden.
Opt-out	Auch eine temporäre Befreiung von der Teilnahme am Emissionshandel ist in Deutschland nicht möglich.
Pooling	Für Anlagenbetreiber einer Branche besteht die Möglichkeit, ein <i>Pooling</i> ihrer Emissionsberechtigungen vorzunehmen und einen Treuhänder einzuschalten. Von dieser Möglichkeit wurde bisher in Deutschland kein Gebrauch gemacht.
Anfangszuteilung	Das Emissionsbudget für Bestandsanlagen beträgt in der ersten Zuteilungsperiode 2005 - 2007 jährlich 495 Mio. t, zzgl. 3 Mio. t Reserve für neue Ersatzanlagen sowie 1 Mio. t für „Härtefälle“.

Parameter	Ausgestaltung in Deutschland
Bestandsanlagen	a) Zuteilung auf Basis historischer Emissionen: durchschnittliche historische Emissionen in Basisperiode (i. d. R. 2000 - 2002) multipliziert mit Erfüllungsfaktor (0,9709) und anteiligem Kürzungsfaktor (0,9538); oder b) Zuteilung auf Basis angemeldeter Emissionen für Anlagen, die in 2003 oder 2004 erstmalig in Betrieb gegangen sind: Die zugeteilte Menge ergibt sich aus dem Produkt von Emissionswert und erwartetem Output. Erfüllungsfaktor und anteiliger Kürzungsfaktor werden nicht angewendet. Ex-Post-Korrektur*, falls tatsächlicher Output geringer als prognostiziert; oder c) Optionsregelung: Auf Antrag erfolgt Zuteilung nach der Regel für zusätzliche Neuanlagen, wobei aber anteiliger Kürzungsfaktor angewendet wird.
Sonderregelungen	a) Prozessbedingte Emissionen erhalten Erfüllungsfaktor von Eins, falls Anteil der prozessbedingten Emissionen an den gesamten Emissionen in der Basisperiode mindestens 10 % beträgt; anteiliger Kürzungsfaktor wird nicht angewendet; b) KWK-Bestandsanlagen erhalten Sonderzuteilung in Höhe von 27 t CO₂/GWh Netto-KWK-Stromerzeugung; bei Reduzierung des KWK-Strommenge ggü. Basisperiode erfolgt prozentualer Abschlag über Ex-Post-Korrektur*; Erfüllungsfaktor und anteiliger Kürzungsfaktor werden nicht angewendet; c) Early Action: Erfüllungsfaktor und anteiliger Kürzungsfaktor für 2005 - 2007 werden nicht angewendet, wenn bestimmte spezifische Emissionsminderungen zwischen dem 01.01.1994 und dem 31.12.2002 erzielt wurden; für spezifische Einsparungen von über 40 % wird auch in 2008 - 2012 kein Erfüllungsfaktor angesetzt; Emissionsminderungen dürfen nicht durch Stilllegungen oder Produktionsrückgänge verursacht oder aufgrund gesetzlicher Vorgaben erzielt worden sein; d) Atomausstieg: Jährlich werden Emissionsberechtigungen für 1,5 Mio. t CO₂ als Ausgleich für Betreiber von Kernkraftwerken ausgegeben, die zwischen 2003 und 2007 stillgelegt werden.
Zusätzliche Neuanlagen	Kostenlose Zuteilung aus Reserve (9 Mio. t für 2005 - 2007) in Höhe des rechnerischen Produkts aus Emissionswert und prognostiziertem Output. Für energiebedingte Emissionen gibt es drei Arten von Emissionswerten: (i) vorgegebene spezifische Werte mit Ober- und Untergrenze für Strom, Niedertemperaturwärme und Prozessdampf; (ii) einheitliche Benchmarks für Zementklinker (Differenzierung nach Anzahl der Zyklen), für Glas (Differenzierung nach Flach- u. Behälterglas) sowie für Ziegel (Differenzierung nach Vormauerziegel, Hintermauerziegel, U-Kassette und H-Kassette Dachziegel); (iii) beste verfügbare Technik (BvT)-Werte ohne gesetzliche Vorgaben für Anlagen, die nicht unter (i) oder (ii) fallen;
Stilllegungen von Anlagen	Bereits ausgegebene Emissionsberechtigungen für das laufende Jahr können behalten werden. Keine weitere Ausgabe von Rechten nach dem Jahr der Stilllegung. Ausnahme Übertragungsregelung: Bei Inbetriebnahme einer Ersatzanlage (für vergleichbare Produkte) können Emissionsberechtigungen für 4 Jahre von Alt- auf Neuanlage übertragen werden. Danach für 14 Jahre kein Erfüllungsfaktor.

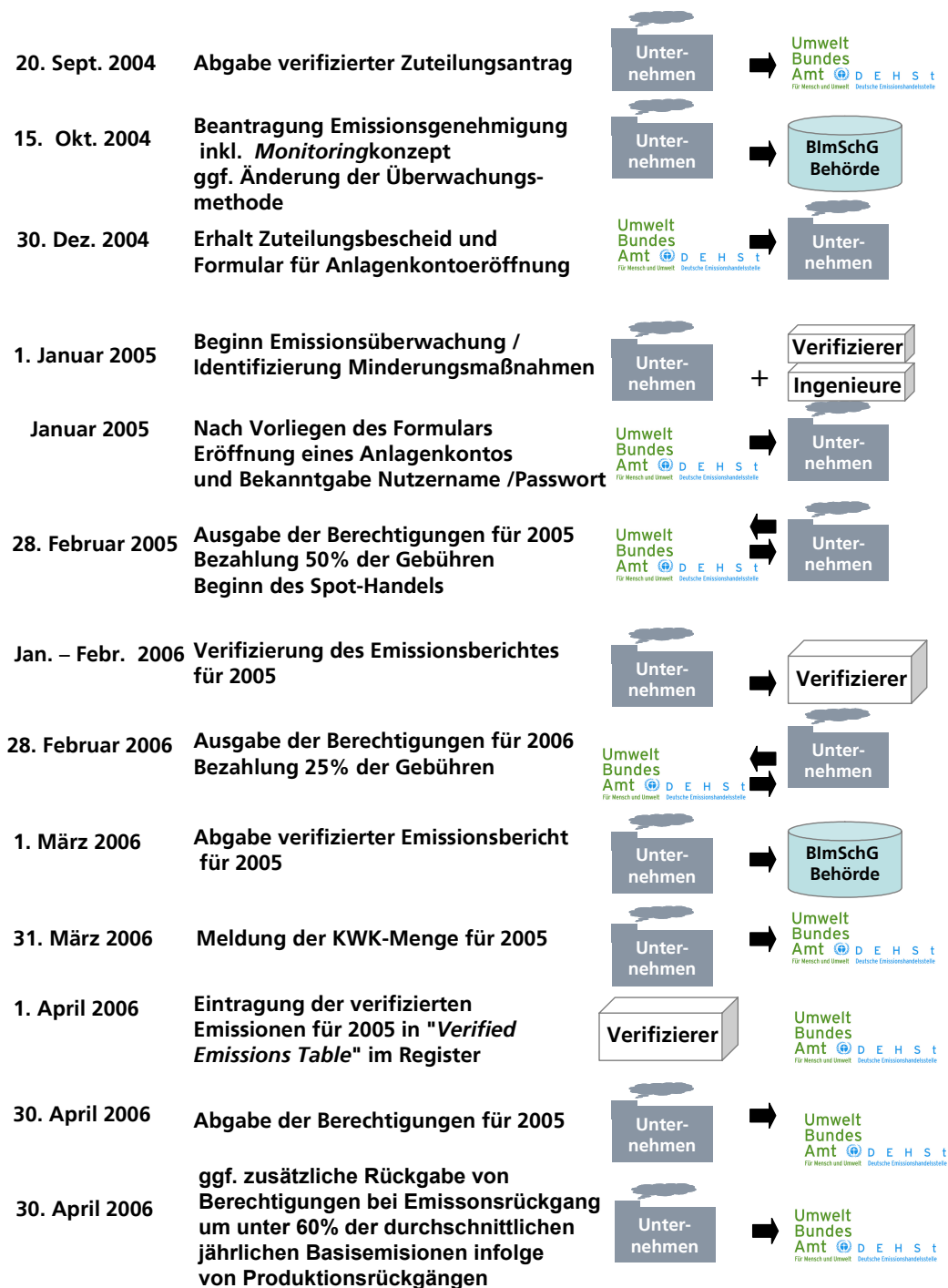
Parameter	Ausgestaltung in Deutschland
Auslastungs-korrekturregel	Beträgt die Menge an ausgestoßenen Emissionen in einem Kalenderjahr auf Grund von Produktionsrückgängen weniger als 60 % der Emissionen in der Basisperiode ist die Differenz zwischen ausgeteilter Menge und tatsächlichen Emissionen im Rahmen einer Ex-post-Korrektur* zurückzugeben.
Einbeziehung projektbasierter Mechanismen	Gutschriften (z. B. CERs, ERUs), die durch projektbasierte Mechanismen gewonnen worden sind, können für die Zielerreichung prinzipiell angerechnet werden. Die Details für die Anrechnung der Gutschriften wurden in der separaten <i>Linking Directive</i> geregelt, die vor allem die Anrechenbarkeit von Senken- und Kernkraftprojekte ausschließt und für Großwasserkraft- und JI-Projekte in EU-Mitgliedstaaten gewisse Anforderungen vorgibt. Die Umsetzung in Deutschland erfolgt durch das Projekt-Mechanismen-Gesetz (ProMechG), das am 30. Juni 2005 vom Deutschen Bundestag verabschiedet wurde.
Abrechnung, Banking/Borrowing	Die Abrechnung erfolgt bis zum 30. April eines jeden Jahres. Die Übertragung von Rechten (<i>Banking</i>) ist innerhalb einer Zuteilungsperiode sowie ab der zweiten Zuteilungsperiode in Folgeperioden unbegrenzt möglich. D. h., Banking von 2007 nach 2008 ist verboten . Das zeitliche Vorziehen von Emissionen (<i>Borrowing</i>) ist zwischen den einzelnen Jahren innerhalb der Zuteilungsperioden möglich. <i>Borrowing</i> über Zuteilungsperioden hinweg ist verboten.
Emissions-quantifizierung und Bericht-erstellung	Die Quantifizierungs- und Berichterstattungsvorgaben der <i>Monitoring</i> -Leitlinien sind von den Betreibern zu erfüllen. Es werden sowohl die indirekte Berechnungsmethode als auch standardisierte Messverfahren akzeptiert. Die von einem unabhängigen Verifizierer überprüften Emissionsberichte sind bis 1. März eines jeden Folgejahres an die BImSchG-Behörden zu liefern.
Sanktionen	Für jede nicht gedeckte Tonne CO ₂ -Äqu. müssen Sanktionen in Höhe von 40 €/t CO₂-Äqu. (ab 2008: 100 €/t CO ₂) bezahlt werden. Außerdem sind die fehlenden Emissionsberechtigungen zum 30.04. des Folgejahres nachzureichen. Ferner müssen die Mitgliedstaaten jene Anlagenbetreiber, die nicht genügend Emissionsberechtigungen vorweisen können, bekannt geben. Falls die Betreiber den Emissionsbericht nicht ordnungsgemäß und rechtzeitig abgeben, ist kein weiterer Transfer von Emissionsberechtigungen mehr möglich. Geldbußen in Höhe von bis zu 50.000 € können verhängt werden, wenn ein Betreiber vorsätzlich oder fahrlässig gegen die Genehmigungsvorgaben, die Rechtsverordnung des Zuteilungsantrages oder gegen die Auskunftspflicht gegenüber den Verifizierern verstößt.

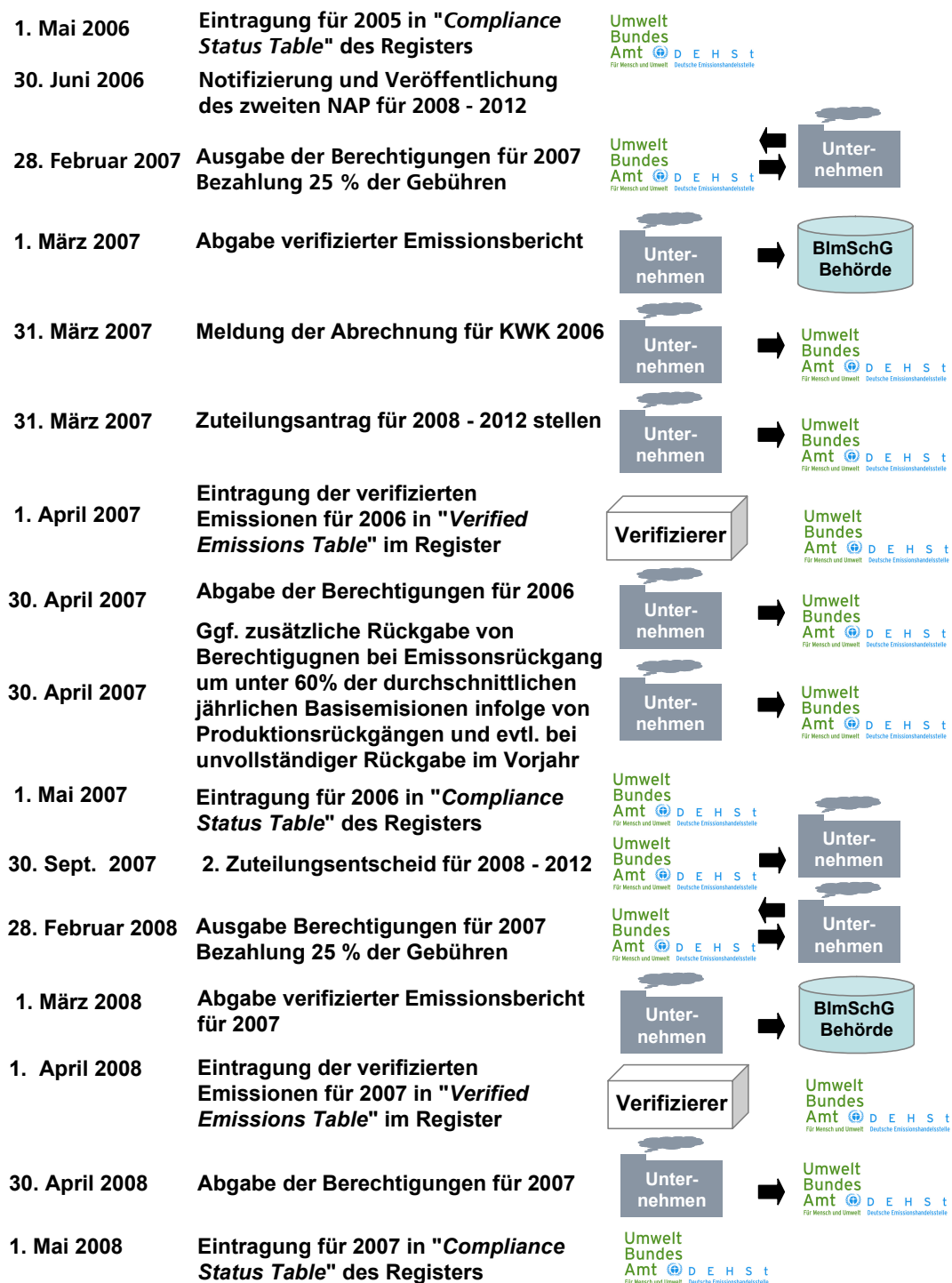
* Die Gültigkeit ist von der Entscheidung des EU-Gerichtshofes abhängig, da die EU-Kommission die Ex-post-Korrekturen abgelehnt hat und Deutschland gegen diese Ablehnung rechtlich vorgeht.

Quelle: Fraunhofer ISI

Abbildung I-12 soll den Unternehmen nochmals eine Zusammenfassung der wichtigsten Termine, Tätigkeiten und zuständigen Institutionen liefern. Es sei darauf hingewiesen, dass es sich bei den meisten Datumsangaben um den spätest möglichen Zeitpunkt (*Deadline*) handelt, d. h. die entsprechenden Vorgänge können auch früher erfolgen. Außerdem werden hier die geplanten Daten angegeben und nicht die tatsächlichen Daten, die sich durch diverse Verzögerungen, z. B. durch die Inbetriebnahme des Registers, ergeben haben.

Abbildung I-12: Terminübersicht zum EU-Emissionshandel für 2005 - 2007





Quelle: Fraunhofer ISI

1.4 Entscheidungen der EU-Kommission zum NAP 2005 - 2007

Die Entscheidungen der EU-Kommission sind sukzessive getroffen worden.⁵⁷ Jeder übermittelte nationale Zuteilungsplan wurde genau analysiert. Die Pläne wurden von der Kommission nach den Kriterien bewertet, die in Anhang III der EU-Emissionshandelsrichtlinie festgelegt sind (vgl. Abschnitt I.1.2.4). Die **Prüfung der Kommission** bezog sich dabei **nur** auf **Regelungen** des NAP, die in **der ersten Zuteilungsperiode** (2005 - 2007) wirksam werden. Eine Beurteilung über Regelungen, die zwar im NAP für 2005 - 2007 getroffen wurden, die jedoch in der ersten Zuteilungsperiode nicht wirksam werden, ist von der Kommission nicht erfolgt.

Generell wurden folgende Punkte wurden von der Kommission **kritisiert**:

- Mangelnde Vereinbarkeit mit den *Burden-Sharing*-Verpflichtungen der einzelnen Mitgliedstaaten aus dem Kyoto-Protokoll ("Weg zur Erreichung der Kyoto-Ziele"),
- Ex-post-Anpassungen,
- Übertragung von EU-Berechtigungen bei Stilllegung auf Bestandanlagen,
- Gestaltung und Management der Reserven für neue Marktteilnehmer,
- sonstige spezifische Aspekte der einzelnen Pläne (einschl. Vereinbarkeit mit anderen Bestimmungen des Gemeinschaftsrechts).

Wenn Änderungen erforderlich waren, hat die Kommission den betreffenden Mitgliedstaaten jeweils die entsprechenden Maßnahmen genannt, durch die ihr Plan für die Kommission annehmbar würde. Meist waren klare Fristen eingeräumt worden, bis wann die Mängel behoben worden sein sollten.

Wie hat die EU-Kommission den deutschen NAP beurteilt?

Die Entscheidung der EU-Kommission zum Deutschen NAP wurde im Juli 2004 gemeinsam mit der Entscheidung zu den Plänen sieben weiterer Staaten bekannt gegeben.⁵⁸

57 Informationen zu den Entscheidungen der EU-Kommission finden sich unter http://europa.eu.int/comm/environment/climat/emission_plans.htm.

58 Siehe http://europa.eu.int/eur-lex/de/com/cnc/2004/com2004_0500de01.pdf.

Der **Deutsche NAP** wurde **mit Auflagen akzeptiert**, eine Frist für die Behebung der festgestellten Mängel wurde allerdings nicht festgelegt.⁵⁹

Nach der Entscheidung der Europäischen Kommission sind die im NAP enthaltenen Ex-Post-Korrekturregelungen insbesondere mit den Kriterien 5 und 10 von Anhang III der EU-Emissionshandelsrichtlinie (vgl. Kapitel I-1.2.4.1) unvereinbar. Die deutschen Ex-Post-Korrekturen umfassen:

- (1) Zuteilungen für Anlagen, die 2003 - 2004 in Betrieb gegangen sind;
- (2) Ex-post-Anpassung für Neuanlagen;
- (3) Übertragung von Rechten stillgelegter Anlagen auf Bestandsanlagen;
- (4) Ex-post-Anpassung bei Auslastung unter 40 % der Emissionen aus Basisperiode;
- (5) Ex-post-Anpassung durch Herunterfahren von KWK-Strom.

Die Kommission begründete die **Ablehnung der Ex-Post-Korrekturen** wie folgt: „Nach Kriterium 10 des Anhangs III der Richtlinie sowie nach Artikel 11 der Richtlinie müssen die Mitgliedstaaten die Menge der insgesamt vergebenen und den einzelnen Betreibern zugeteilten Berechtigungen vorab (d. h. vor Beginn des Handels) festlegen. Diese Entscheidung kann nicht mehr revidiert werden. Insbesondere ist eine Neuzuteilung von Berechtigungen nicht möglich. Eine Neuzuteilung läge vor, wenn die Menge an Berechtigungen, die Zertifikate zu der den einzelnen Betreibern auf der Grundlage eines Regierungsbeschlusses oder auf Basis vorab bestimmter Regeln zugewiesen wurden, erhöht oder vermindert würde. Die Richtlinie gestattet allerdings ausdrücklich Ex-Post-Anpassungen in Fällen höherer Gewalt nach dem Verfahren des Artikels 29.“ (NAP Entscheidung vom Juli 2004, S. 8). Ferner kann die ursprünglich geplante Zuteilung korrigiert werden, wenn die Datenqualität vor der Zuteilungsentscheidung verbessert wird, oder im Falle der Stilllegung einer Anlage die jeweiligen Emissionsberechtigungen nicht an einen anderen Betreiber vergeben werden.

Gemäß **Kriterium 10** (Anhang III Emissionshandelsrichtlinie) ist bereits vor Beginn des Handels die Zuteilung an Emissionsberechtigungen für bestehende Anlagen im NAP festzulegen (Ex-Ante-Prinzip).

Das gleiche Ex-Ante-Prinzip ist auch gemäß **Kriterium 5** des Anhangs III auf neue Marktteilnehmer anzuwenden. Hat ein Mitgliedstaat im Laufe des Zuteilungszeitraums die Zahl der Emissionsberechtigungen für einen neuen Markt-

⁵⁹ http://europa.eu.int/comm/environment/climat/pdf/germany_final_de.pdf.

teilnehmer aus der Reserve festgelegt, kann er diese Entscheidung nicht mehr ändern. Andernfalls bestünde die Gefahr, dass eine ungerechtfertigte Ungleichbehandlung oder Diskriminierung zwischen neuen und bestehenden Anlagen entstehen könnte.

Ex-Post-Anpassungen, so die Kommission in ihrer Begründung, würden außerdem für die Betreiber zu **Unsicherheiten** führen und könnten sich sowohl auf Investitionsentscheidungen als auch auf den Handel schädlich auswirken. Die Kommission bemängelte darüber hinaus, dass Ex-post-Anpassungen zu einer höheren Bürokratie führen würden, als wenn sie dem Markt überlassen würden. Selbst Ex-post-Anpassungen nach unten, die sich ggf. positiv für die Umwelt auswirken, werden als schädlich erachtet, da sie die Planungssicherheit der Unternehmen, die diese für Investitionsentscheidungen in Minderungsmaßnahmen benötigen, einschränken.

Neben den vorgesehenen Ex-Post-Anpassungen in Deutschland hat die Kommission auch die vorgesehenen Ex-post-Anpassungen in Österreich und anderen EU-Mitgliedstaaten kritisiert, wobei einige der Mitgliedstaaten ihre Ex-Post-Anpassungen zum Teil bereits vor der Kommissionsentscheidung verworfen haben (NAP Entscheidung vom Juli 2004, S. 8).

Zu den **Regelungen aus dem NAP 2005 - 2007, die auch in zukünftigen Zuteilungsperioden hinein wirken, zu denen die Kommission aber nur für die erste Zuteilungsperiode entschieden hat**, zählen in Deutschland:

- die Regelung für zusätzliche Neuanlagen (Festlegung eines Erfüllungsfaktors von Eins für 14 Jahre);
- die Übertragungsregelung (4 Jahre Übertragung der Emissionsberechtigungen von Alt- auf Ersatzanlage, zzgl. 14 Jahre lang Erfüllungsfaktor von Eins);
- *Early-Action*-Regelung (Erfüllungsfaktor von Eins für 12 Jahre nach Inbetriebnahme der Maßnahme);
- Zuteilung auf Basis angemeldeter Emissionen (Erfüllungsfaktor von Eins für 12 Jahre);
- Malusregelung für ineffiziente Kraftwerke ab 2008;
- Reserve-Zukaufsregelung, falls Reserve in 2005 - 2007 nicht ausreicht.

Diese Regelungen im Deutschen NAP 2005 - 2007, die sich auf nachfolgende Perioden beziehen, könnten von der Kommission im Rahmen der Prüfung späterer NAPs abgelehnt werden.

Welche potenziellen Änderungen können sich für die zweite Zuteilungsperiode durch die Evaluierung der EU-Kommission ergeben?

Die EU-Emissionshandelsrichtlinie sieht vor, dass die EU-Kommission bis zum 30.06.2006 über folgende Themen Bericht erstattet:

- a) Ausdehnung auf andere Anlagen und Kyoto-Gase;
- b) Beziehung zwischen dem EU-Emissionsrechtehandelssystem und dem internationalen Kyoto-Emissionsrechtehandelssystem, das 2008 beginnen soll;
- c) weitere Harmonisierung des Allokationsverfahrens und Kriterien für die Harmonisierung des Nationalen Allokationsplanes;
- d) die Nutzung von Gutschriften aus Projektmaßnahmen einschließlich der Notwendigkeit zur Harmonisierung der zulässigen Nutzungen von ERUs und CERs im Gemeinschaftssystem;
- e) Beziehung zu anderen Maßnahmen auf Mitgliedstaaten- und EU-Ebene;
- f) Entscheidung bzgl. einer Einzel- oder Gemeinschaftsregelung bzgl. des Registers;
- g) Anpassung der Sanktionshöhe z. B. aufgrund von Inflation;
- h) Funktionsweise des Zertifikatemarktes, speziell bei Marktstörungen;
- i) Anpassung des Emissionsrechtehandelssystems an die erweiterte EU;
- j) *Pooling*;
- k) Entwicklungsmöglichkeit gemeinschaftsweiter Benchmarks als Grundlage für die Zuteilung, unter Berücksichtigung der besten verfügbaren Techniken und von Kosten-Nutzen-Analysen;
- l) die Auswirkung der projektbezogenen Mechanismen auf die Gastgeberländer, insbesondere auf ihre Entwicklungsziele, die Feststellung, ob JI- und CDM-Projektmaßnahmen zur Erzeugung von Strom aus Wasserkraft mit einer Erzeugungskapazität von über 500 MW gebilligt wurden, die negative ökologische oder soziale Auswirkungen haben, und die künftige Nutzung von CERs und ERUs, die sich aus solchen Projektmaßnahmen zur Erzeugung von Strom aus Wasserkraft im Rahmen des Gemeinschaftssystems ergeben;
- m) die Unterstützung für Anstrengungen zum Kapazitätsaufbau in Entwicklungs- und Transformationsländern;
- n) die Modalitäten und Verfahren für die Genehmigung innerstaatlicher Projektmaßnahmen durch die Mitgliedstaaten und für die Ausstellung von Zertifikaten aufgrund von Verringerungen und Begrenzungen der Emissionen infolge solcher Maßnahmen ab 2008.

In all diesen Punkten sind somit Änderungen für die zweiten Zuteilungsperiode möglich. Ein rein praktisches Problem ergibt sich bei den vorgesehenen Fristen aber daraus, dass die Mitgliedsstaaten, die nationale Allokationspläne für die zweite Zuteilungsperiode (2008 - 2012) ebenfalls bis zum 30.06.2006 bei der Kommission zur Prüfung einreichen müssen.

1.5 Diskussionsstand zum Emissionshandel in Deutschland – AGE

Die Diskussion zum Emissionshandel wird in Deutschland maßgeblich in der Arbeitsgruppe Emissionshandel zur Bekämpfung des Treibhauseffektes (AGE) geführt. Diese wurde am 28.01.2001 in einer gemeinsamen Sitzung von Vertretern der Bundesregierung, Industrie und Umweltverbände gegründet und tagte seitdem im 4 - 6 Wochenrhythmus. Bis Ende 2004 haben vierzig Beratungsrunden stattgefunden. Zur inhaltlichen und organisatorischen Unterstützung wurde ein Sekretariat gegründet, dessen Arbeit sowohl von der Regierung als auch von der Industrie durch monetäre Beiträge sowie durch Sachmittel und Personal getragen wird.

Welches Mandat hat die Arbeitsgruppe?

Die Arbeitsgruppe wurde aufgrund eines Kabinettsbeschlusses der Bundesregierung vom 18.10.2000 gegründet und mit einem Mandat versehen. Auf dieser Basis konzentrieren sich die Beratungen der Arbeitsgruppe auf folgende Felder:

- Koordinierung der Meinungsbildung innerhalb der Bundesrepublik Deutschland mit Blick auf die Nutzung des Emissionshandels und Bündelung der unterschiedlichen Interessen sowie der vorhandenen Expertise zum Einsatz des Emissionshandels;
- Prüfung der Kompatibilität mit vorhandenen bzw. geplanten klimapolitischen Instrumenten und Vorlage von Vorschlägen für eine Verknüpfung verschiedener instrumenteller Optionen;
- Organisation entsprechender weiterführender Veranstaltungen und Projekte, um einem größeren Kreis von Interessenten den Emissionshandel näher zu bringen;
- Vorlage von Empfehlungen zur Ausgestaltung der Klimaschutzpolitik in diesem Bereich;
- Begleitung des auf EU-Ebene ablaufenden Diskussions- und Umsetzungsprozesses der EU-Emissionshandelsrichtlinie;
- Kontaktstelle zu nationalen und internationalen Einrichtungen (z. B. IETA, IEA/OECD, andere nationale Emissionshandelsgruppen), die sich mit der Frage des Emissionshandels auseinander setzen;

- Transparente Darstellung der Beratung innerhalb der Gruppe auch nach außen und die Berücksichtigung der im Rahmen dieses Prozesses erfolgenden Reaktionen in den Beratungen;
- Beobachtung und ggf. Berücksichtigung der im Rahmen von Projekten der Länder und anderer Staaten gewonnenen Erfahrungen.

Wer nimmt an der Arbeitsgruppe teil?

In der Arbeitsgruppe sind alle gesellschaftlichen Gruppen vertreten. So nehmen neben Vertretern aus Industrieunternehmen, Wirtschafts- und Umweltverbänden, Vertreter der Bundestagsfraktionen, Gewerkschaften sowie Vertreter unterschiedlicher Bundesressorts und Länderministerien an den Sitzungen teil. Die Arbeitsgruppe umfasste Ende 2004 ca. 60 Mitglieder, wobei die Gruppe der Vertreter aus dem Industriebereich mit 30 Teilnehmern die größte Gruppe bildet.⁶⁰

⁶⁰ Unternehmen: Bayer AG, Bayrische Hypo- und Vereinsbank AG, DaimlerChrysler AG, Degussa AG, Deutsche Bahn AG, Deutsche BP AG, Deutsche Shell Chemie GmbH, Dresdner Bank AG, E.ON AG, EnBW AG, Entsorgung Dortmund GmbH, EURECA, Gerling AG, Gesellschaft für Mineralöl-Analytik und Qualität, Hydro Aluminium Deutschland GmbH, Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW), RTR AG, RWE Power AG, Saar Energie AG, Siemens Power Generation, STEAG AG, Thyssen Krupp Stahl AG, Vattenfall Europe Mining AG, Verbundnetz Gas AG, VSE AG Kraftwerk Ens Dorf, Vodafone Pilotentwicklung GmbH, Volkswagen AG.

Wirtschaftsverbände: BayCo2, Bundesverband der deutschen Industrie e.V., Bundesverband der deutschen Gas- und Wasserwirtschaft e.V., Bundesverband Öffentlicher Banken, Bundesverband WindEnergie e.V., DIHK Berlin, Verband der chemischen Industrie e.V., Gesamtverband des deutschen Steinkohlebergbaus e.V., Verband der Elektrizitätswirtschaft e.V., Verband der deutschen Verbundwirtschaft e.V., Verband deutscher Papierfabriken e.V., Verein deutscher Zementwerke e.V., Verein der Zuckerindustrie, Verband kommunaler Unternehmen e.V., Wirtschaftsvereinigung Stahl.

Gewerkschaften: IG Metall, ver.di.

Geschäftsbereich der Bundesregierung: Auswärtiges Amt, Bundesministerium für Verbraucherschutz, Ernährung und Landwirtschaft (BMVEL), Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit (BMWA), Bundesministerium der Finanzen (BMF), Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU), Bundesministerium für Zusammenarbeit (BMZ), Umweltbundesamt (UBA), Deutsche Emissionshandelsstelle im Umweltbundesamt (DEHSt).

Bundesressorts: Bundeskanzleramt.

Bundestagsfraktionen: Bündnis 90/DIE GRÜNEN-Fraktion, CDU-Fraktion, FDP Fraktion, SPD-Fraktion.

Bundesländer: Hessen, Nordrhein-Westfalen, Rheinland-Pfalz.

Welche Ergebnisse wurden bisher erzielt?

Um die Arbeit der AGE effizienter zu gestalten, wurden verschiedene Unterarbeitsgruppen gebildet, die sich jeweils mit unterschiedlichen Themen beschäftigen:

Unterarbeitsgruppe 1/2: Querschnittsangelegenheiten (z. B. Allokation, Verknüpfung mit anderen Instrumenten)

Unterarbeitsgruppe 3: Rechtsfragen

Unterarbeitsgruppe 4: Projektbezogene Mechanismen

Jedes Jahr veröffentlicht jede Unterarbeitsgruppe ihren Zwischenbericht. Die Zwischenberichte sind von der Internetseite des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) herunterzuladen:

<http://www.bmu.de/>.

Die Unterarbeitsgruppen haben im Jahr **2004** ihre Arbeit vor allem auf die **Umsetzung der EU-Emissionshandelsrichtlinie in nationales Recht** konzentriert. Die AGE nahm während dieser Umsetzungsphase die Funktion einer quasi-permanenten Anhörung ein, wodurch sich die Regierung erhoffte, künftigen Widerstand zu minimieren. Die Umsetzung und Diskussionen der AGE wurden durch Forschungsvorhaben z. B. im Bereich Allokation und der rechtlichen Fragen unterstützt.

Im Jahr 2005 wird es vor allem um die Vorbereitungen für den nächsten Allokationsplan (2008 - 2012) gehen, der bereits Mitte 2006 fertig zu stellen ist, sowie um die nationale Umsetzung der *Linking Directive* und um Nachbesserungen an den *Monitoring*-Leitlinien.

Wo lassen sich Informationen zum Diskussionsstand in der AGE finden?

Informationen können sowohl über das BMU (Referat Z III.6) als auch über das AGE-Sekretariat eingeholt werden. Folgende Kontaktmöglichkeiten existieren:

Sitz des AGE-Sekretariats:

Arbeitsgruppe "Emissionshandel zur Bekämpfung des Treibhauseffektes (AGE)"
Karl-Liebknecht-Straße 34
10178 Berlin

Email: office@ag-emissionshandel.de

Telefon: 030 / 51503381

www-Seite: <http://www.bmu.de/emissionshandel/age/doc/20125.php>



1.6 Umsetzung der EU-Emissionshandelsrichtlinie in anderen EU-Mitgliedstaaten

Im Folgenden werden die Umsetzungen der EU-Emissionshandelsrichtlinie und insbesondere die verschiedenen Allokationspläne der 25 EU-Mitgliedstaaten miteinander verglichen. Eine tabellarische Übersicht findet sich in Anhang G, wobei die Angaben alle aus den diversen NAPs und Kommissionsentscheidungen entnommen sind.



Die nationalen Allokationspläne aller EU-Mitgliedstaaten und ihre Beurteilung durch die EU-Kommission können eingesehen werden unter:
http://europa.eu.int/comm/environment/climat/emission_plans.htm.

Wie groß ist der Emissionshandelssektor und das EH-Budget?

Der Emissionshandelsbereich umfasst normalerweise ca. 40 - 60 % der nationalen CO₂-Emissionen. Dies ist maßgeblich von der Wirtschaftsstruktur der jeweiligen Länder abhängig. So fallen bspw. in Frankreich durch den hohen Kernenergieanteil nur 25 % und in Polen dagegen ca. 70 % der CO₂-Emissionen unter den Emissionshandel. Insgesamt erfasst der Emissionshandel ca. 45 % der EU-Treibhausgasemissionen (alle 6 Kyoto-Gase).

Die Anlagenanzahl variiert zwischen zwei Anlagen in Malta und 1.849 Anlagen in Deutschland. Insgesamt fallen ca. 11.307 Anlagen EU-weit unter den Anwendungsbereich der EU-Emissionshandelsrichtlinie (um *Opt-out*- und *Opt-in*-Anlagen korrigierter Wert). Zu beachten ist dabei, dass der Begriff "Anlage" nicht sehr aussagekräftig ist, da z. B. die Kumulierungsregel in den Mitgliedstaaten unterschiedlich interpretiert wurde (siehe Kapitel I.1.2.2). Außerdem ist die Anzahl der regulierten Unternehmen nicht bekannt, es ist jedoch wahrscheinlich, dass diese um ein Vielfaches geringer sein wird, da meist wenige große Unternehmen über viele Anlagen verfügen. In Deutschland beispielsweise fallen ca. 40 % der Emissionsberechtigungen auf die 16 größten Anlagen.

Bezüglich der Anzahl der Anlagen spielt auch die Anwendung der *Opt-in*- und *Opt-out*-Optionen eine Rolle. Das *Opt-out* wurde vor allem vom Vereinigten Königreich (63 Anlagen) und den Niederlanden (150 Anlagen) in Anspruch genommen (siehe Kapitel I.1.2.2). Außerdem hat Polen ein *Opt-out* für

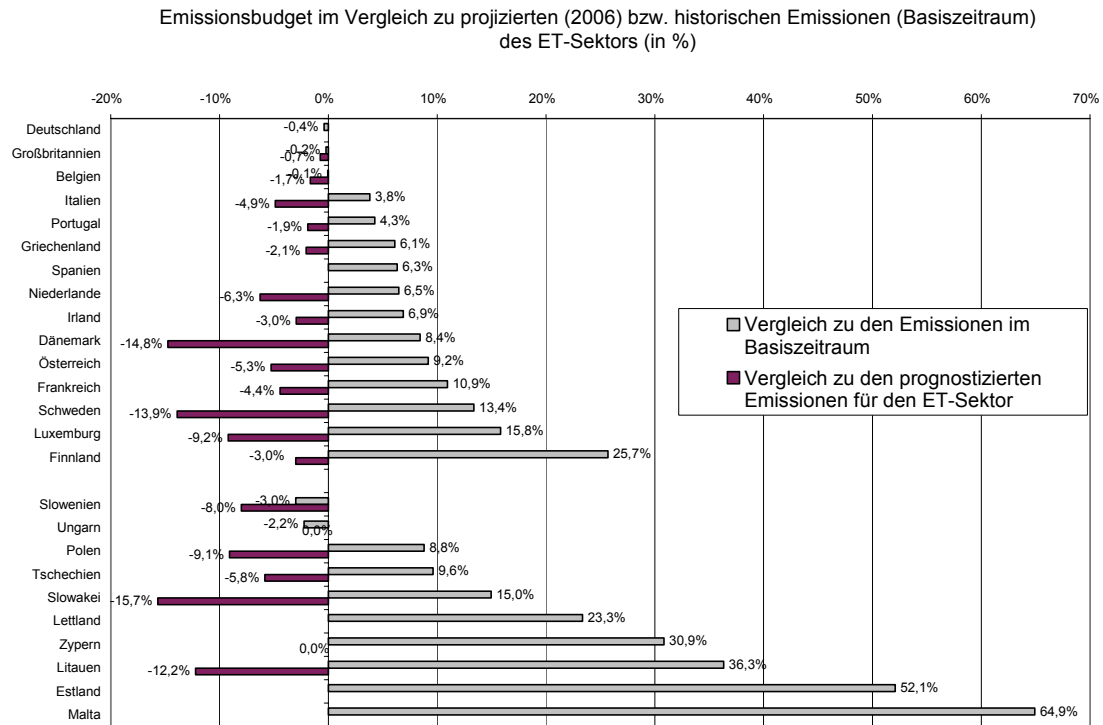
221 Anlagen, deren Emissionen unter 5.000 t CO₂ im Jahr liegen, beantragt. Das *Opt-in* soll hauptsächlich in Schweden (66 Anlagen), Finnland (209 Anlagen), Slowenien (15 Anlagen) und Lettland (23 Anlagen) genutzt werden. Nur für Litauen liegt bisher noch keine Genehmigung von Seiten der Kommission vor. Österreich hat für eine einzelne Anlage ein *Opt-in* beantragt und genehmigt bekommen.

Wie viele Emissionsberechtigungen werden zugeteilt?

Eine quantitative Analyse der NAPs im Hinblick auf die gewählten EH-Budgets zeigt, dass diese zwischen 2,9 Mio. t CO₂-Äqu./a (Malta) und 499 Mio. t CO₂ (Deutschland) liegen (siehe Abbildung I-13). Das EU-weite EH-Budget beträgt (inklusive Reserven) ca. 2,2 Milliarden t CO₂-Äqu. Vergleicht man das EH-Budget mit den Emissionsprojektionen, wird ersichtlich, dass alle Mitgliedstaaten – im Falle, dass sie Emissionsprojektionen angegeben haben – gegenüber dieser Projektion Minderungen vorsehen. Gegenüber den historischen Emissionen (Basisperiode) bewirken jedoch nur wenige MS eine Minderung, so dass die Knappheit sich daran zeigen wird, ob die Projektionen eintreten werden.⁶¹ Dies kann auch an den Reduktionsfaktoren (Verhältnis der Zuteilung zu Emissionen in der Basisperiode) gesehen werden, denn diese liegen nur in wenigen Ländern (z. B. Slowenien und Deutschland) unter Eins. Glaubt man den Projektionen, scheint sich vor allem durch die Zuteilung in den Skandinavischen Ländern eine Knappheit herauszukristallisieren. Speziell in Dänemark und Schweden liegt die Zuteilung der Emissionsberechtigungen mit mehr als 10 % unter den erwarteten Emissionen, wobei EU-weit eher eine Überallokation, d. h. ein Überangebot erwartet wird.

⁶¹ Vergleiche auch Betz, R., Eichhammer, W. und Schleich, J. (2004): *Designing national allocation plans for EU-emissions trading - A first analysis of the outcomes*, *Energy & Environment* 15 (3): 375-423.

Abbildung I-13: Emissionsbudget 2005 - 2007 im Vergleich zu Projektion (2006) / historischen Emissionen (Basiszeitraum) in %



* Die Zuteilung für Großbritannien basiert auf dem ursprünglich von der Kommission genehmigten NAP, nicht auf dem revidierten NAP, der von der EU-Kommission nicht akzeptiert wurde. Die Verhandlungen sind noch im Gange.

Quelle: Fraunhofer ISI auf Basis der NAPs

Wie wurde in anderen EU-Mitgliedstaaten zugeteilt?

Die meisten Mitgliedstaaten wenden einen zweitstufigen Prozess für die Zuteilung an oder sogar einen mehrstufigen:

- (1) Im ersten Schritt wird über die **Makro-Allokation** bzw. einen *Top-Down*-Ansatz das gesamte EH-Budget in sektorale Emissionsbudgets unterteilt, z. B. nach Elektrizitätssektor und anderen Industriebranchen.
- (2) Im zweiten Schritt wird in der **Mikro-Allokation** bzw. einen *Bottom-Up*-Ansatz die Zuteilung für die einzelne Anlage festgelegt.

Zur Bestimmung der sektoralen Emissionsbudgets wird – speziell in den ehemaligen EU-15-Ländern – ein Minderungsfaktor angewendet, der das technische Vermeidungspotenzial der Branche oder aber auch Unterschiede im Hinblick auf den internationalen Wettbewerbsdruck widerspiegelt.⁶² Dieser wird zum Teil auf Basis bestehender Abkommen (z. B. Selbstverpflichtungen wie im Vereinigten Königreich und in den Niederlanden) festgelegt und ist häufig für die Energiewirtschaft weniger anspruchsvoll, die weniger dem internationalen Wettbewerb ausgesetzt ist, und anspruchsvoller für die anderen Sektoren. Im Gegensatz zu Deutschland werden in allen anderen Ländern auch Wachstumsfaktoren einbezogen, die je nach Branche variieren können (zum Teil werden sie bereits bei der Festlegung der Emissionsbudgets zu Grunde gelegt). In den Neuen Mitgliedstaaten wird meist kein Erfüllungsfaktor verwendet, da diese – Slowenien bildet hier eine Ausnahme – kein Problem haben, ihr Kyoto-Ziel zu erreichen.

Die meisten Mitgliedstaaten haben sich für eine 100%ige Gratisvergabe der Berechtigungen entschieden. Nur vier Staaten haben von der **Auktionsmöglichkeit** Gebrauch gemacht und versteigern einen geringen Anteil des EH-Budgets: Dänemark (5 %), Irland (0,75 %), Ungarn (2,5 %) und Litauen (1,5 %). Die gesamte zu versteigernde Menge liegt bei lediglich 4,4 Mio. t CO₂ p. a., d. h. ca. 13 Mio. t in der gesamten Dreijahresperiode, und macht somit nur **ca. 0,2 % des EH-Budgets aller EU-Mitgliedstaaten** aus.

Die Gratiszuteilung erfolgt dabei nach dem so genannten *Grandfathering*-Prinzip, d. h. auf Basis historischer Emissionen. Meist wurde der Durchschnitt mehrerer Jahre, d. h. eine Basisperiode anstatt ein einzelnes Basisjahr gewählt. Die **Basisperioden** reichen dabei von 1990 (Zypern) bis 2003 und umfassen meist einen 3-5-Jahreszeitraum. Häufig wurde die Möglichkeit eingeräumt, bestimmte Jahre einer Basisperiode zu streichen, um Emissionsschwankungen (z. B. durch Stillstände aufgrund von Wartungsarbeiten) auszugleichen. Auch eine sektorale Differenzierung der Basisperioden konnte in einigen Mitgliedstaaten beobachtet werden (Lettland oder Frankreich).

Wenige Mitgliedstaaten haben sich für eine Zuteilung auf Basis von **Benchmarks für Bestandsanlagen** entschieden. In Dänemark und in Litauen wurden für den Energiesektor Benchmarks eingesetzt. In anderen Ländern sind über die Minderungsfaktoren Benchmark-Elemente eingeflossen (z. B. in den Niederlanden und Belgien).

⁶² Der Reduktionsfaktor gibt dabei das Verhältnis von Emissionshandels-Budget zu historischen Emissionen in der Basisperiode an. Der Erfüllungsfaktor gibt die Reduktion der Einzelzuteilungen an, um die Summe der Einzelzuteilungen mit dem Emissionshandels-Budget abzugleichen (endogen, in Deutschland nach §5 ZuG 2007).

Welche Sonderregeln wurden gewährt?

In der Regel wurden spezielle Regelungen für prozessbedingte Emissionen und Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen (KWK) gewährt. Explizite Sonderzuteilungen für **Early Action** waren hingegen selten (nur Deutschland, Estland (zum Teil), Ungarn, Polen und Slowenien). Manche Länder haben *Early Action* indirekt über die Wahl von Benchmarks berücksichtigt (z. B. Dänemark und Litauen).

Den geringen technischen Minderungspotenzialen für **prozessbedingte Emissionen** ist meist über die Ausnahme aus dem Erfüllungsfaktor oder durch eine Berücksichtigung bei der Festlegung des Branchenbudgets Rechnung getragen worden.

Im Rahmen der Zuteilung wurde versucht, mögliche Nachteile von neuen bzw. zum Teil auch bestehenden **KWK-Anlagen** im Vergleich zu konventionellen Energieanlagen auszugleichen. Dies geschah entweder durch eine Ausnahme aus dem Erfüllungsfaktor oder durch Gewährung einer Extra-Bonuszuteilung (Deutschland, Polen, Irland, Spanien) eingeführt. Um Anreize in die Investition von neuen KWK-Anlagen zu setzen, wurden zum Teil Doppel-Benchmarks festgelegt, d. h. es erfolgt eine Zuteilung für Wärme und Strom, als wären diese separat erzeugt worden (Österreich, Deutschland) oder es wurden spezielle Teile der Reserve für KWK zurück gelegt (Großbritannien).

Wie werden neue Marktteilnehmer behandelt?

Neuanlagen erhalten durchweg eine Gratiszuteilung der Emissionsberechtigungen. Die wenigen Länder, die ursprünglich einen Zukauf am Markt vorgesehen hatten (z. B. Österreich und Slowenien), haben sich den anderen Ländern angepasst. Diese indirekte Harmonisierung ist vor allem darauf zurückzuführen, dass die Mitgliedstaaten über die Neuemittentenregelung kein Investitionshemmnis im Vergleich mit anderen Mitgliedstaaten schaffen wollten, da die Neuemittentenregel die Standortwahl zwischen EU-Mitgliedstaaten beeinflussen wird. Für die Gratisvergabe wurden Reserven gebildet – insgesamt ca. 110 Mio. t CO₂ / a – die ca. 5 % des EH-Budgets ausmachen. Die Reserven fallen sehr unterschiedlich aus und liegen zwischen 0,6 % (Deutschland) und ca. 50 % des EH-Budgets (Lettland).⁶³ Es lässt sich feststellen, dass die Reserven kleiner Länder meist größer ausfallen und umgekehrt, da in kleinen

⁶³ Die EU-Kommission hat in ihren Entscheidungen zu den NAPs keine Angaben darüber gemacht, ob die Mitgliedstaaten die verlangten Kürzungen durch eine Reduktion an der Zuteilung für Bestandsanlagen oder der Verminderung der vorgesehen Reserve vornehmen sollen. Die angeführte Schätzung basiert auf den in den ursprünglichen NAPs vorgesehenen Reservehöhen.

Ländern durch die Ansiedlung einer größeren Anlage die Gefahr bestünde, die gesamte Reserve zu beanspruchen.

Als Zuteilungsbasis für neue Marktteilnehmer, die ja über keine historischen Emissionen verfügen, werden spezifische Emissionswerte auf Basis der "Besten verfügbaren Technik" – **BvT** – oder auf Basis von **Benchmarks** für vergleichbare Produkte oder Produktgruppen angesetzt. Zur Berechnung der Zuteilungsmenge werden diese spezifischen Emissionswerte mit einer Produktionsprognose multipliziert. Viele der Mitgliedstaaten – speziell die kleineren – haben die BvT-Methode gewählt, d. h. sie beschränken sich darauf, diese später festzulegen oder von den Anlagenbetreibern vorgeschlagen zu bekommen für den Fall, dass sich Unternehmen in einem Sektor ansiedeln wollen. Nur acht Staaten haben für bestimmte Bereiche eine Zuteilung auf Basis von Benchmarks für neue Marktteilnehmer gewählt und Angaben dazu veröffentlicht. Ein Vergleich der Werte im Stromsektor zeigt, dass diese stark variieren, aber die meisten Mitgliedstaaten – mit Ausnahme von Deutschland und Italien – haben brennstoffunabhängige Benchmarks vorsehen.⁶⁴ Großbritannien und Italien differenzieren im Stromsektor auch nach bestimmten Techniken. Die Unterschiede in den Benchmark-Werten lassen sich in der Regel mit der gewählten Referenztechnologie und dem dazugehörenden Brennstoff bzw. Kohlenstoffgehalt erklären.

Wie werden Stilllegungen behandelt?

Im Hinblick auf die Behandlung von Anlagenstilllegungen haben sich die meisten Mitgliedstaaten dafür entschieden, keine weiteren Zuteilungen von Zertifikaten bei der nächsten Ausgabe vorzunehmen. In den Niederlanden dürfen Die Betreiber stillgelegter Anlagen sämtliche Rechte, die für 2005 - 2007 zugeteilt wurden, behalten. Der Begriff Stilllegung ist dabei meist nicht spezifiziert worden. In einigen Mitgliedstaaten ist eine bestimmte Emissionsschwelle definiert worden, ab der von einer Stilllegung ausgegangen wird. Beispielsweise müssen die Emissionen weniger als 10 % der zugeteilten Berechtigungen oder der Emissionen in der zuvor bestimmten Referenz- oder Basisperiode ausmachen. Durch diese Regelungen soll vermieden werden, dass Anlagen auf geringem Niveau nur deshalb weiter betrieben werden, um weiterhin Emissionsberechtigungen zu erhalten. Knapp die Hälfte der Mitgliedstaaten ermöglicht – ähnlich wie Deutschland – eine Übertragung der Emissionsberechtigungen von Alt- auf

⁶⁴ Frankreich: 900 g CO₂/kWh, Deutschland: 365-750 g CO₂/kWh, Litauen: 551 g CO₂/kWh, Belgien/Flandern: 500 g CO₂/kWh, Italien: 396-1.531 g CO₂/kWh und 555 g CO₂/kWh, Dänemark: 342 g CO₂/kWh, Schweden: 265 g CO₂/kWh, Vereinigte Königreich: Gas-Benchmark für fünf verschiedenen Technologien (Nationale Allokationspläne).

Ersatzanlagen (Übertragungsregelung). Meist ist diese Regelung jedoch nicht so detailliert ausgestaltet wie in Deutschland, d. h. es sind keine Angaben über die zeitliche Frist und Länge für die Übertragung enthalten.

Wird *Banking* zugelassen?

Nach derzeitigem Stand haben sich nur zwei Mitgliedstaaten, Polen und Frankreich, für *Banking* ausgesprochen. In beiden Fällen wird die Möglichkeit des *Banking* allerdings dergestalt eingeschränkt, dass Anlagenbetreiber nur die Differenz zwischen ihren zugeteilten EU-Berechtigungen und ihren tatsächlichen Emissionen in der Periode 2005 - 2007 nach 2008 übertragen können. Alle anderen Mitgliedstaaten (Maltas Entscheidung steht noch aus) haben sich gegen *Banking* von der ersten in die zweite Zuteilungsperiode entschieden.⁶⁵

⁶⁵ Zu den möglichen Ursachen und Folgen einer EU-weiten Banking-Beschränkung siehe auch Schleich, J., Ehrhart, K.-M., Hoppe, C. und Seifert, S. (2006): *Banning banking in EU-emissions trading?* *Energy Policy* 34 (1): 112-120.

1.7 Bestehende und geplante Treibhausgas-Emissionshandelssysteme außerhalb des EU-Systems

Als Beispiele für implementierte Treibhausgas-Emissionshandelssysteme sollen die Systeme Dänemarks, Großbritanniens und New South Wales' (Australien) vorgestellt werden. Daran anschließend wird ein kurzer Überblick über nationale Initiativen und sich in der Planung befindliche Emissionshandelssysteme außerhalb der Europäischen Union gegeben.

1.7.1 Implementierte Emissionshandelssysteme

Das dänische Emissionsrechtelandelssystem

In Dänemark wurde zwischen dem 01.01.2001 und dem 31.12.2003 ein nationales Emissionsrechtelandelssystem für den Elektrizitätssektor erprobt. Seit 2005 sind auch die dänischen Anlagen unter der EU-Emissionshandelrichtlinie reguliert und das nationale System wurde nicht fortgeführt.

Im alten nationalen System wurden 90 % der Emissionen aus dem Elektrizitätsbereich erfasst und eine Reduktion der CO₂-Emissionen um 13 % bis zum Jahr 2003 festgelegt. Um Wettbewerbsverzerrungen und andere Probleme für die einbezogenen Unternehmen zu minimieren, wurden die Emissionszertifikate gratis verteilt (*Grandfathering*). Berechnungsgrundlage waren die Emissionen der Jahre 1994 - 1998.

Die Anfangszuteilung und Erfahrungen mit dem System können von folgender Webseite der Dänischen Energieagentur abgerufen werden:

<http://www.energistyrelsen.dk/sw13515.asp>



Das Emissionshandelssystem im Vereinigten Königreich

Wichtigster Bestandteil des *UK Climate Change Programme*⁶⁶ stellt neben den *Climate Change Agreements* und der *Climate Change Levy* das *UK Emission Trading Scheme (ETS)* dar.

Das UK-ETS startete erfolgreich im April 2002. Es stellt weltweit das erste branchenübergreifende CO₂-Handelssystem dar, wobei auch dieses System auf fünf Jahre beschränkt ist (2002 – 2006) und im Anschluss daran die Unternehmen unter die Regeln der EU-Emissionshandelsrichtlinie fallen werden. Das Vereinigte Königreich hat daher nur bis Ende 2006 eine Ausnahmeregelung (*Opt-out*) für die doppelt betroffenen Unternehmen von der Kommission erhalten. Im Folgenden wird das UK-System näher erläutert, um auch die Unterschiede zum EU-System zu verdeutlichen.

Die Teilnahme am *UK Emission Trading Scheme* ist freiwillig. Es gibt grundsätzlich vier verschiedene Möglichkeiten, an dem CO₂-Handel teilzunehmen:

- Eine **direkte Teilnahme** ist durch Angabe eines absoluten Reduktionsziels gekennzeichnet.
- Es ist auch eine Teilnahme für Unternehmen möglich, welche sich schon entsprechende Reduktionsziele durch das *Climate Change Agreement* gesetzt haben (**CCA-Teilnehmer**). Hierbei handelt es sich allerdings häufig um relative Zielwerte. Die Teilnahme kann den betreffenden Unternehmen helfen, ihre Ziele einzuhalten und eventuell Zertifikate aufgrund einer Überdeckung zu veräußern.
- Organisationen haben die Möglichkeit, Emissionsminderungsprojekte – hierunter fallen auch **Nationale Projekte** – durchzuführen und die dadurch erhaltenen Zertifikate in den UK-Emissionsrechtehandel einzubringen.
- Es ist weiterhin **jedermann** möglich, als Käufer oder Verkäufer den neuen Markt zu nutzen.

⁶⁶ Das *UK Climate Change Programme* wird zurzeit überarbeitet. Mit einer neuen Fassung ist bis Mitte 2005 zu rechnen. Im so genannten *Energy White Paper* aus dem Jahr 2003 werden für das Vereinigte Königreich Reduktionsziele von 60 % bis zum Jahr 2050 gegenüber 1990 formuliert, wobei bis zum Jahr 2020 signifikante Fortschritte erkennbar sein sollen.

Im März 2002 fand eine **Auktion** für eingesparte CO₂-Emissionen statt. Diese hatte das Ziel, für direkte Teilnehmer Reduktionsziele festzulegen. Insgesamt wurden von der britischen Regierung für die Auktion 215 Mio. £ (ca. 325 Mio. €) zur Verfügung gestellt. Der Eröffnungspreis lag bei 100 £ (ca. 151 €)/t CO₂-Äqu. Zum Ende der Auktion stellte sich ein Preis von ca. 53 £ (ca. 80 €)/t CO₂-Äqu. ein. Dieser ist jedoch nicht als aktueller Marktpreis zu betrachten, sondern vielmehr als der Preis, welchen die Regierung zur Reduzierung einer Tonne CO₂ über einen Zeitraum von drei Jahren zahlen musste. Dabei ist allerdings zu beachten, dass die Unternehmen die erhaltenen finanzielle Anreize zu versteuern hatten und somit die jährlichen Kosten pro Tonne Emissionsminderung je nach Steuersatz zwischen 12,45 £ (ca. 19 €) und 17,79 £ (ca. 27 €) lagen. Insgesamt wurde durch die Auktion eine Verpflichtung zur Reduktion von CO₂-Emissionen in Höhe von 4 Mio. t CO₂-Äqu. bis Ende 2006 erzielt.

Von den 38 Unternehmen, die an der Auktion teilgenommen haben, verpflichteten sich 32 zur Einhaltung absoluter Reduktionsziele (direkte Teilnahme). 6.000 Unternehmen aus dem *Climate Change Agreement* nutzen den geschaffenen Markt, um ihre Ziele zu erfüllen.

Bevor die direkten Teilnehmer Zertifikate erwerben können, müssen ihre *Base-line*-Emissionen von einer unabhängigen akkreditierten Organisation verifiziert werden. Auch die CCA-Teilnehmer müssen sich hinsichtlich ihrer Überdeckung von einem unabhängigen Institut verifizieren lassen, bevor sie Zertifikate in den Handel einbringen dürfen.

Es hat sich gezeigt, dass auf dem Markt ein Überangebot von Zertifikaten herrschte, da viele Unternehmen weitaus höhere Minderungen erbringen konnten als anfangs gedacht. Sechs der teilnehmenden Firmen haben sich daher freiwillig verpflichtet, ihre Emissionen um zusätzliche 8,9 Mio. t CO₂ zu reduzieren.⁶⁷ Im Februar 2005 lag der Marktpreis bei £ 3,8 / t CO₂.

Aktuelle Marktpreise für Zertifikate können auf der *Natsource*-Website abgerufen werden: <http://www.natsource.com/markets/index.asp?s=136>.

Weitere Informationen zum *UK Emission Trading Scheme* werden auf den Seiten des *Department of Environment, Food & Rural Affairs* (DEFRA) zur Verfügung gestellt:

<http://www.defra.gov.uk/environment/climatechange/trading/uk/index.htm>.



⁶⁷ Bei den Firmen handelt es sich um Ineos Fluor, Rhodia Organique Fine, INVISTA Textiles, BP, British Airways und Lafarge Cement.

Das Emissionshandelssystem in Norwegen

Am 17. Dezember 2004 hat das Norwegische Parlament einen Rechtsakt verabschiedet, der die Einführung eines Emissionshandelssystems zum 1. Januar 2005 vorsieht. Um das Emissionshandelssystem möglichst mit dem EU-System kompatibel zu gestalten und eine zukünftige Verknüpfung der Systeme zu ermöglichen, wurde das norwegische Gesetz auf Basis der EU-Emissionshandelsrichtlinie entwickelt. Daher sind einige der zuvor national als wünschenswert erachteten Regelungen angepasst worden. So beinhaltet das norwegische System z. B. anders als ursprünglich gedacht, nicht alle sechs Kyoto-Treibhausgase, sondern wie im EU-System anfangs nur CO₂-Emissionen.

Folgende wesentliche Unterschiede zwischen der EU-Emissionshandelsrichtlinie und dem norwegischen System sind dennoch geplant:

- Einbeziehung weniger Sektoren als es der Anhang I der EU-Emissionshandelsrichtlinie vorsieht. Das norwegische Gesetz sieht vor, dass alle Anlagenbetreiber, die bisher unter die CO₂-Steuer fallen, sowie die Papierindustrie vom Anwendungsbereich des Emissionshandelsgesetzes ausgeschlossen werden. Dies bedeutet, dass der komplette *Offshore*-Bereich (Erdgas-Exploration), der ca. 28 % der norwegischen CO₂-Emissionen ausmacht, nicht unter den Emissionshandel fällt.
- Des Weiteren werden keine Grenzwerte (z. B. 20 MW_{th}) als Abgrenzungskriterien aufgeführt.



Nähere Informationen hierzu können auf folgender Website abgerufen werden: <http://odin.dep.no/md/engelsk/regelverk/lover/022051-200015/dok-bn.html>

Das *Baseline*-und Gutschriften-Handelssystem in New South Wales (Australien)

Der australische Bundesstaat New South Wales beteiligt sich trotz der Nicht-Ratifizierung des Kyoto-Protokolls von Seiten der australischen Regierung aktiv am Klimaschutz. Im Januar 2003 wurde das *Greenhouse Gas Abatement Scheme* gestartet, das im Jahr 2005 auf das Gebiet Australian Capital Territory ausgedehnt wurde. Basis für die Einführung dieses Systems ist der *Electricity Supply Amendment (Greenhouse Gas Emission Reduction) Act 2000*.

Das System unterscheidet sich in wesentlichen Punkten z. B. vom Europäischen System:

- (1) Es handelt sich um ein *Credit*-und *Baseline*-System (d. h. es gibt keine fixe Obergrenze), das im Prinzip aus drei Komponenten besteht: dem *Liability Regime*, dem *Credit Regime* und dem *Trading Regime*.
- (2) Unter dem *Liability Regime* wird festgelegt, wer zur Teilnahme verpflichtet ist. Die Stromverkäufer (Großhändler, Stromerzeuger, Direktabnehmer) sind bei diesem System verpflichtet, eine bestimmte Menge an Zertifikaten zu erwerben, da sie absolute Emissionsgrenzwerte einhalten müssen. Diese berechnen sich jedoch jährlich auf Basis von relativen Werten.⁶⁸ Die Sanktion im Falle einer Nichteinhaltung des Grenzwertes beträgt 10,50 AU\$/t CO₂-Äqu. Es ist allerdings von 2003 - 2007 erlaubt, 10 % des Defizits ohne Leistung einer Sanktion in die nächste Periode zu übertragen (*Borrowing*).
- (3) Das Angebot an Zertifikaten wird innerhalb des *Credit Regimes* erzeugt. Es ermöglicht akkreditierten Organisationen (*Abatement Certificate Providers*), *NSW Greenhouse Abatement Certificates (NGACs)* zu erwerben. Bevor NGACs geschaffen werden können, muss eine Akkreditierung durch den *Scheme Administrator* erfolgt sein. Bis ca. 6 Monate nach dem Jahresende, in welchem eine Emissionsminderungsmaßnahme durchgeführt wurde, können Zertifikate generiert werden. Man unterscheidet übertragbare und nicht übertragbare Zertifikate. Freiwillige Teilnehmer am System können nur nicht übertragbare NGACs schaffen.
- (4) Durch das *Trading Regime* wird der Handel von übertragbaren NGACs ermöglicht. Verpflichtete Unternehmen können dadurch notwendige Zertifikate erwerben.

Die Website des *Ministry of Energy and Utilities* bietet weitere Informationen zum *NSW Greenhouse Gas Abatement Scheme* an.

www.greenhousegas.nsw.gov.au.



⁶⁸ Durch den *Electricity Supply Amendment Act* wurden Emissionsgrenzwerte bis zum Jahr 2012 festgelegt: in 2003 sind dies 8,65 t CO₂-Äqu. pro Kopf. Dieser Grenzwert wird bis zum Jahr 2007 auf 7,27 t CO₂-Äqu. pro Kopf gesenkt und anschließend konstant gehalten. Die Emissionsgrenzwerte der Teilnehmer stellen die entsprechenden Anteile an den jährlichen Grenzwerten des Elektrizitätssektors dar. Diese werden durch Multiplikation der zu erwartenden Bevölkerungszahl und dem gesetzten Emissionsziel (bspw. 2003: 8,65 t CO₂-Äqu. pro Kopf) errechnet. Auf dieser Basis werden die Emissionsgrenzwerte der Elektrizitätsverkäufer ermittelt.

1.7.2 Geplante Emissionshandelssysteme und Initiativen

Australien

Im Juni 2002 verkündete der Premierminister Australiens, dass Australien dem US-Beispiel folgen und das Kyoto-Protokoll nicht ratifizieren werde. Im Unterschied zu den USA versuchen die Australier jedoch, ihr Kyoto-Ziel auch ohne Ratifizierung einzuhalten, u. a. durch die Einführung eines nationalen Emissionshandelssystems. Im August 2003 gab die Regierung allerdings bekannt, dass sie diesen Plan nicht weiter verfolgen werde, da es zu viele Proteste seitens der Industrie gegeben habe. Stattdessen wird jetzt auf Ebene der Bundesstaaten die Diskussion geführt, ob nicht die einzelnen Staaten Emissionshandelssysteme einführen sollten. Bei einer Verbindung dieser Systeme, die ebenfalls diskutiert wird, würde letztendlich doch ein nationales System entstehen.



Nähere Informationen über die Haltung der Australischen Regierung zu einem nationalen Emissionshandelssystem stellt folgende Website zur Verfügung: <http://www.greenhouse.gov.au/emissionstrading/index.html>.

Japan

In Japan wurde in den Jahren 2003 und 2004 ein nationaler freiwilliger Pilot-handel von Emissionsberechtigungen durchgeführt. Insgesamt haben sich 31 Teilnehmer aus verschiedenen Industrien daran beteiligt. Diese Initiative umfasst die Quantifizierung der Emissionen von 2003 und deren Verifizierung. Alle Teilnehmer haben Mitte 2004 die notwendige Menge an Emissionsberechtigungen vorweisen können.



Nähere Informationen zum japanischen Pilothandelssystem finden sich unter: <http://www.env.go.jp/en/topic/cc/040707.pdf>.

Das japanische Umweltministerium hat darüber hinaus im Februar 2005 – im Zuge der Aktualisierung des Klimaprogramms – die Einführung eines freiwilligen Emissionshandelssystems bereits für das Jahr 2005 beschlossen. Die Regierung wird dabei als Anreiz zur Durchführung von internen Minderungsmaßnahmen Subventionen vergeben, die ca. 1/3 der Kosten der Maßnahmen

decken. Die Teilnehmer würden dann eine Zuteilung auf Basis ihrer Emissionen in der Basisperiode (letzten drei Jahre) abzüglich der zugesagten Minderungen erhalten. Die Teilnehmer sind außerdem berechtigt, CDM-Gutschriften für die Erfüllung der Ziele zu nutzen. Falls ein Unternehmen keine Berechtigungen in Höhe der Emissionen des Jahres 2006 vorweisen kann, muss es als Sanktion die bereits erhaltenen Subventionszahlungen zurückerstatten. Bisher sind ca. 30 Mio. US\$ als Subventionen vorgesehen. Zudem plant die Regierung, in CDM-Projekte zu investieren und auch die japanischen Unternehmen haben bereits in CDM-Fonds investiert.

Kanada

Die kanadische Regierung wird in Kürze den so genannten Kyoto-Plan veröffentlichen, in dem sie aktuell über die Politiken und Maßnahmen zur Erreichung des Kyoto-Zieles berichten wird. Dieser Plan hätte eigentlich bereits vor dem Inkrafttreten des Kyoto-Protokolls am 16. Februar 2005 vorgelegt werden sollen. Im vorherigen kanadischen Klimaplan vom November 2002 waren bereits einige Regelungen im Hinblick auf ein nationales Emissionshandelssystem enthalten. So wurde ein absolutes Minderungsziel von 55 Mio. t CO₂ für Großemittenten festgelegt, welches über ein verpflichtendes System, das u. a. ein Emissionshandelssystem beinhaltet, erreicht werden soll. Dieses Minderungsziel soll gleichzeitig eine relative Komponente beinhalten, und so wird zusätzlich eine Senkung der Energieintensität der energieintensiven Industriezweige um 15 % gefordert. Im Oktober 2003 wurde zwischen der kanadischen Regierung und der kanadischen Industrie eine Vereinbarung getroffen, wonach gemeinsam ein transparenter Emissionshandelmarkt entwickelt werden sollte. Demnach ist der private Sektor für die Handelsinfrastruktur und die Regierung für die richtigen Rahmenbedingungen zuständig.

Informationen über den Stand der Diskussion zum Emissionshandelssystem in Kanada sind unter folgender www-Adresse zu finden:

<http://www.nrcan-rncan.gc.ca/lfeg-ggef>.



Im März 2004 wurde von der kanadischen Regierung ein verpflichtendes Berichterstattungssystem für Großemittenten (> 100 kt CO₂/a) eingeführt. Die ersten Emissionsberichte sind im Juni 2005 einzureichen.

Neben dem *Cap-and-Trade*-System ist ein so genanntes *Domestic offset system*, d. h. ein *Baseline*-und*Credit*-System, in der Planung. Demnach sollen die Großemittenten auch Gutschriften aus nationalen Minderungsprojekten für die Erfüllung ihrer Ziele nutzen können.



Nähere Informationen zu den kanadischen nationalen Projekten finden sich unter:

<http://www.climatechange.gc.ca/english/offsets/>.

Neuseeland

Im Oktober 2002 wurde in Neuseeland die Einführung einer Gebühr für Emissionen aus der Verbrennung fossiler Brennstoffe sowie aus industriellen Prozessen ab 2007 beschlossen. Die Höhe der Gebühr soll sich nach den internationalen Preisen von Emissionen richten, darf aber keinesfalls 25 NZ\$ (ca. 12,83 €) pro Tonne CO₂-Äqu. übersteigen. Für international im Wettbewerb stehende Unternehmen wird es die Möglichkeit geben, ein ausgehandeltes Treibhausabkommen (*Negotiated Greenhouse Agreement*, NGA) abzuschließen und so von der Gebühr bzw. den indirekten Kosten, die durch die Erhöhung der Energiekosten entstehen, ausgenommen zu werden. Grundsätzlich ist eine Befreiung der Landwirtschaft vorgesehen. Das NGA-System weist eine gewisse Flexibilität auf, die einem Emissionshandelssystem gleicht, indem überschüssige Emissionen verkauft und Unterdeckungen durch Zukauf gedeckt werden können. Außerdem können Gutschriften aus nationalen Minderungsprojekten und international erworbene Kyoto-Gutschriften oder *Assigned Amount Units* angerechnet werden. Auch ein *Banking* möglicher Überschüsse ist vorgesehen.

Zudem hat Neuseeland ein *Tender*-Verfahren entwickelt, über das es bereits zum zweiten Mal Ansprüche auf *Assigned Amounts Units* bzw. *Emissions Reduction Units* (ERUs) für nationale Reduktionsprojekte versteigert hat. Es gelten strenge Anforderungen an die Zusätzlichkeit der Projekte.

Des Weiteren wurde die *Permanent Forest Sinks*-Initiative ins Leben gerufen, für die Anreize zur permanenten Aufforstung nach Artikel 3.3 KP gesetzt werden.

Die verpflichtende Einführung eines nationalen Emissionshandelssystems ist bisher offen gelassen worden und es wird betont, dass dies davon abhängig ist, ob sich ein funktionsfähiges internationales Handelssystem herausbildet, dessen Preise stabil sind und unter 25 NZ\$ (ca. 12,83 €) pro Tonne CO₂-Äqu. liegen.



Nähere Informationen hierzu können auf folgenden Website abgerufen werden: <http://www.climatechange.govt.nz> und <http://www.med.govt.nz/ers/environment/ghgpolicy/nzier/nzier-08.html>.

Schweiz

Das geplante Emissionshandelssystem in der Schweiz ist freiwilliger Natur und basiert im Wesentlichen auf dem CO₂-Gesetz aus dem Jahr 2000, das die Einführung einer CO₂-Steuer in Höhe von 35 SFR (23 €) je Tonne CO₂ für den Energiesektor und 128 SFR (85 €) je Tonne CO₂ für den Transportsektor vorsieht. Unternehmen können sich von den Steuerzahlungen befreien lassen, wenn sie die verbindliche Vereinbarung eingehen, ihre energiebedingten CO₂-Emissionen zu senken. Großemittenten (>250 kt CO₂/a) würden die Anfangszuteilung mit den zuständigen Behörden auf Basis von Produktionsprognosen sowie des technischen und ökonomischen Minderungspotenzials direkt verhandeln. Für kleinere Emittenten ist die Zuteilung über einen *Top-Down*-Ansatz vorgesehen, wobei hier ein Antrag bei der Energie-Agentur der Wirtschaft (EnAW) zu stellen wäre. Bis heute sind mit ca. 300 Firmen (u. a. aus der Zement-, Glas-, Papier und Keramikindustrie) Vereinbarungen getroffen worden, wobei weitere 200 Firmen einen Antrag gestellt haben. Unternehmen, die dabei mehr emittieren möchten, als in ihrem Ziel vorgesehen können von anderen Unternehmen, die ebenfalls eine Vereinbarung mit der Regierung getroffen haben und die weniger ausstoßen als vorgesehen, überschüssige Emissionsberechtigungen kaufen. Darüber hinaus werden derzeit die Regeln für die Nutzung der Kyoto-Mechanismen diskutiert, Ergebnisse liegen allerdings noch nicht vor. Falls die Umsetzung wie geplant erfolgen würde, ist davon auszugehen, dass das Emissionshandelssystem ca. 40 % der Emissionen aus dem Industriebereich abdecken könnte, d. h. ca. 5 Mio. t CO₂. Ein endgültiger Beschluss der Schweizer Bundesregierung im Hinblick auf die CO₂-Steuer ist für 2005 vorgesehen. Eine Verknüpfung mit dem EU-Emissionshandelssystem wird angestrebt, zunächst sollen aber eigene Strukturen aufgebaut werden.

Nähere Informationen hierzu können auf folgender Website abgerufen werden:

<http://www.umwelt-schweiz.ch/swissflex/de/index.html>



USA

Die USA verfügen zwar nicht über ein funktionsfähiges nationales Emissionshandelssystem im Bereich Treibhausgase, jedoch existieren einige regionale Initiativen. Außerdem ist die USA der Vorreiter bei der Implementierung von Handelssystemen in anderen Umweltbereichen wie für Blei, SO₂ oder NO_x. Im Folgenden sollen kurz die verschiedenen Initiativen vorgestellt werden.

McCain/Lieberman-Vorschlag

Im Februar 2005 starteten die US Senats-Abgeordneten Lieberman und McCain erneut einen Versuch, ihren so genannten "*Climate Stewardship Act of 2005*" zu verabschieden.⁶⁹ Der erste Versuch war 2003 gescheitert (damals erhielt der Vorschlag in einer Senatsabstimmung 43 unterstützende Stimmen und 55 Gegenstimmen). Anfang 2005 versuchten die beiden Senatoren durch verstärkte Überzeugungskampagnen die noch fehlenden Stimmen zu gewinnen. Der Gesetzesvorschlag sieht ein Ziel von 5.896 Mio. t CO₂-Äqu. für die USA in 2010 vor. Diese Menge entspricht den Emissionen des Jahres 2000. Rund 85 % der Emissionen der USA würden unter dem vorgeschlagenen *Cap-and-Trade*-System reguliert werden, das u. a. auch die Emissionen des Transportsektors über die Raffinerien und Importeure indirekt einbeziehen würde. Auch sind Auktionselemente und die Nutzung der Flexiblen Mechanismen vorgesehen.



Nähere Erläuterungen zum Vorschlag sowie eine ausführliche Analyse finden sich unter:

www.pewclimate.org/policy_center/analyses/s_139_summary.cfm und [www.eia.doe.gov/oiaf/servicerpt/ml/pdf/sroiaf\(2003\)02.pdf](http://www.eia.doe.gov/oiaf/servicerpt/ml/pdf/sroiaf(2003)02.pdf).

Regional Greenhouse Gas Initiative (RGGI)

Bisher nehmen neun Staaten an dieser regionalen Treibhausgas-Initiative teil: Connecticut, Delaware, Maine, Massachusetts, New Hampshire, New Jersey, New York, Rhode Island und Vermont. Ziel der RGGI ist es, sich bis April 2005 auf die Ausgestaltung eines regionalen Emissionshandelssystems nach dem Prinzip eines *Cap-and-Trade*-Systems zu einigen. In der Anfangsphase sollen nur CO₂-Emissionen aus dem Elektrizitätssektor unter das System fallen.



Nähere Informationen zur RGG-Initiative finden sich unter:

<http://www.rggi.org/>.

Weitere US-Initiativen

Darüber hinaus existieren in den USA noch einige andere Initiativen, wie z. B. die Kooperation der nordwestlichen Staaten *Washington, Oregon* und *California*, die versuchen, eine gemeinsame Strategie zur Reduktion ihrer THG-

⁶⁹ Siehe http://frwebgate.access.gpo.gov/cgi-bin/getdoc.cgi?dbname=109_cong_bills&docid=f:s342is.txt.pdf.

Emissionen zu entwickeln. Die Initiative ist als *West Coast Governors' Global Warming Initiative* bekannt.

Auch die Gouverneure von Neuengland und die Premierminister von Ostkanada bereiteten 2001 einen Klimaaktionsplan vor, der Emissionsreduktionsziele für 2001 beinhaltete.

Die *National Commission on Energy Policy*, eine private wissenschaftliche Stiftung mit hochkarätigen Vertretern aus Wissenschaft, Industrie und Nichtregierungsorganisationen, hat im Dezember 2004 im Rahmen einer übergreifenden Strategie für die US Energie- und Klimapolitik ebenfalls ein Handelssystem für (nahezu) sämtliche CO₂-Emissionen vorgeschlagen. Die Zielvorgabe für 2010 ist etwa halb so ambitioniert wie im McCain-Lieberman-Vorschlag. Außerdem ist ein „Sicherheitsventil“ von 7 \$/t vorgesehen, die alternativ zur Vorlage von Emissionsrechten gezahlt werden können. Die Weiterentwicklung des Systems soll von den klimapolitischen Aktivitäten anderer Staaten, insbesondere von China, abhängig gemacht werden.⁷⁰

Nähere Informationen über die verschiedenen Initiativen in den USA finden sich unter:

http://www.pewclimate.org/what_s_being_done/in_the_states/neg_ecp_map.cfm.



⁷⁰ Der Bericht der Commission lässt sich unter folgender Adresse herunterladen:
http://64.70.252.93/newfiles/Final_Report/index.pdf.

2 Umsetzung des Emissionsrehtehandels im Unternehmen

2.1 Anleitung zur Emissionsquantifizierung

Unternehmen, die unter den Anwendungsbereich des TEHG fallen, müssen die CO₂-Emissionen ihrer emissionshandelspflichtigen Anlagen ab 2005 quantifizieren und die Informationen regelmäßig an ihre zuständige BImSchG-Behörde berichten. Neben den in Anhang IV der EU-Emissionshandelsrichtlinie niedergelegten Grundsätze für die Überwachung und Berichterstattung sind am 29. Januar 2004 die *Guidelines for the monitoring and reporting of greenhouse gas emissions*, die so genannten **Monitoring-Leitlinien** der EU-Kommission (2004/156/EG) in Kraft getreten. Sie regeln u. a. die Verfahren zur Bestimmung der Emissionen, die Qualitätsanforderungen an die Daten, das Berichtsformat und die Archivierungspflichten für alle einbezogenen Anlagen. Die *Monitoring-Leitlinien* sind direkt bindend.

Die *Monitoring-Leitlinien* sind auch als deutschsprachige Fassung im Amtsblatt der Europäischen Union veröffentlicht worden (ABl. L 59 vom 26. 02. 2004), wobei diese Version teilweise Ungenauigkeiten in der Übersetzung enthält. Eine korrigierte Fassung ist online verfügbar unter:

http://europa.eu.int/comm/environment/climat/pdf/c2004_130_de.pdf

Es sei darauf hingewiesen, dass auch die korrigierte Version des Dokumentes nicht frei von Übersetzungsfehlern und Ungenauigkeiten ist. Soweit diese erkannt wurden, wird im Folgenden darauf hingewiesen.

In diesem Kapitel werden – basierend auf dem derzeitigen Sachstand – die Anforderungen für die Quantifizierung und Berichterstattung der CO₂-Emissionen auf Anlagenebene Schritt für Schritt erläutert. Dabei wird vor allem auf die Verfahren für die Bestimmung der Emissionen von Feuerungsanlagen eingegangen. Im Auftrag des Umweltministeriums Baden-Württemberg wurden vom Fraunhofer ISI auch für einzelne andere vom EU-Emissionshandel betroffene Anlagen bzw. Industriebranchen *Memo-Items* erstellt, die die Anforderungen an die Emissionsberichterstattung, die sich aus den Leitlinien

ergeben, erläutern. Diese *Memo-Items* für keramische Erzeugnisse, Zementklinker, Glas sowie Zellstoff und Papier können von folgender Internetseite herunter geladen werden:

<http://www.isi.fraunhofer.de/n/Projekte/leitfadenco2.htm>

Die im Folgenden dargestellten Erläuterungen wie auch die vom ISI erstellten *Memo-Items* haben keinen rechtsverbindlichen Charakter. Nach massiver Kritik der Industrieverbände und Druck durch Vertreter verschiedener Mitgliedstaaten (vor allem von niederländischen und britischen, aber auch deutschen Vertretern) beginnt die EU-Kommission jetzt mit der Überprüfung der **Monitoring-Leitlinien**. Auf Basis von Fragebögen ist die **Überarbeitung** eingeleitet worden, siehe Näheres unter:

http://www.europa.eu.int/comm/environment/climat/emission/mrg_en.htm

Daher ist davon auszugehen, dass an den *Monitoring*-Leitlinien in Zukunft Änderungen vorgenommen werden und die Betreiber sich vergewissern sollten, dass immer die aktuellsten Anforderungen vorliegen.

Vor allem im Bereich der **Berichterstattung**, für den derzeit nur die *Monitoring*-Leitlinien verbindliche Regelungen vorgeben, sind weitere Entwicklungen in der Rechtssetzung und der Verwaltungspraxis in Deutschland zu erwarten. Gemäß Treibhausgas-Emissionshandelsgesetz (TEHG) kann die Bundesregierung Einzelheiten zur Bestimmung der zu ermittelnden Emissionen durch Rechtsverordnung regeln.

Auch wenn ein Unternehmen von der EU-Emissionshandelsrichtlinie derzeit nicht betroffen ist, kann es sinnvoll sein, erste Schritte für das Erstellen eines Emissionsinventars einzuleiten. Ein solches Inventar erleichtert das Erkennen von Quellen und Minderungsoptionen, die für die Entscheidung eines *Opt-in* bzw. die zukünftige Teilnahme am Emissionshandel und zur Beurteilung der Potenziale beispielsweise für Nationale Projekte wichtig werden können. Außerdem können Emissionsminderungen, die in einem Inventar transparent dokumentiert werden, zum Marketing gegenüber umweltbewussten Kunden genutzt werden.

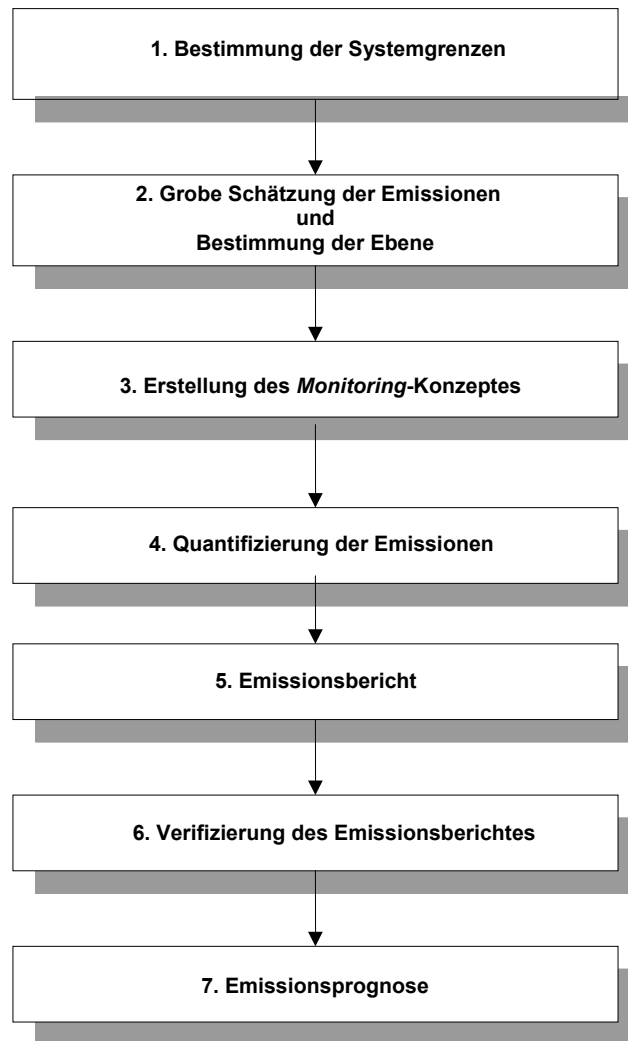
Auf der folgenden Seite gibt Abbildung I-14 einen Überblick über die in diesem Abschnitt beschriebenen Schritte zur Emissionsquantifizierung, Berichterstattung und Verifizierung.



Der vorliegende Leitfaden umfasst ein **Excel-Tool**, das auf den *Blueprints* aus der *GHG Protocol Initiative* basiert (siehe beiliegende CD-ROM).

Um die Überwachungs- und Berichterstattungsanforderungen zu veranschaulichen, werden die notwendigen Schritte am Beispiel eines Heizkraftwerks der Stadtwerke Karlsruhe vorgenommen (siehe Kapitel I.3).

Abbildung I-14: Prozessablauf Emissionsquantifizierung



Quelle: Fraunhofer ISI

Was wird in den *Monitoring*-Leitlinien geregelt?

Die *Monitoring*-Leitlinien bestehen aus der *Monitoring*-Entscheidung und elf Anhängen. Die eigentliche *Monitoring*-Entscheidung ist sehr kurz und hält fest, dass die Leitlinien auf den Kriterien in Anhang IV der EU-Emissionshandelsrichtlinie basieren. Die Anhänge II bis XI sind hingegen sehr ausführlich und beinhalten die spezifischen Anleitungen für die Emissionsquantifizierung betroffener Anlagen.

Anhang I der *Monitoring*-Leitlinien enthält die **allgemeinen Leitlinien** und legt Begriffe und Grundsätze fest. Die meisten Regelungen finden sich in den einzelnen Schrittbeschreibungen wieder, an dieser Stelle wird daher nur auf einige Begriffsbestimmungen und Grundsätze eingegangen.

Wichtige Begriffsbestimmungen

Die allgemeinen Leitlinien enthalten Begriffsbestimmungen (Kapitel 2 des Anhang I), u. a. sind folgende Definitionen und Begriffe aufgeführt:

Anlage: Ortsfeste technische Einheit, in der die in Anhang I der EU-Emissionshandelsrichtlinie genannten sowie andere unmittelbar damit verbundene Tätigkeiten durchgeführt werden (siehe Kapitel I.1.2.2 Teilnehmer)

Überwachungsmethode: Die für die Bestimmung der Emissionen verwendete Methode, wobei grundsätzlich zwischen Berechnung und Messung zu wählen ist und Ebenen der Genauigkeit zu wählen bzw. einzuhalten sind.

Ebenenkonzept: Beschreibt eine spezifische Methode zur Ermittlung von Tätigkeitsdaten, Emissionsfaktoren und Oxidations- bzw. Umsetzungsfaktoren. Siehe hierzu die Ausführungen unter "Zweiter Schritt: Grobe Einschätzung der Emissionen und Bestimmung der Ebene". Anstatt "Ebene" wird häufig auch der englische Begriff "*Tier*" gebraucht.

Grad der Gewissheit: Das Maß, in dem sich die prüfende Instanz sicher ist, in ihrem Abschlussbericht belegen bzw. widerlegen zu können, dass die über eine Anlage vorgelegten Informationen insgesamt gesehen keine wesentlich falschen Angaben enthalten.

Wesentlichkeit: Die professionelle Einschätzung der prüfenden Instanz, ob Auslassungen, Falschdarstellungen oder Fehler in den zu einer Anlage übermittelten Informationen für sich oder zusammen die Entscheidungen der Adressaten maßgeblich beeinflussen können. Als grober Anhaltspunkt gilt, dass die prüfende Instanz eine falsche Angabe bezüglich der Gesamtemissionen dann als wesentlich bezeichnen wird, wenn durch diese die Zahl der Auslassungen, Falschdarstellungen oder Fehler in Bezug auf die Gesamtemissionen **5 %** überschreitet.

Quelle: Ein bestimmter, feststellbarer Punkt oder Prozess in einer Anlage, durch den Treibhausgase freigesetzt werden.

Prüfende Instanz, in diesem Leitfaden als **Verifizierer** bezeichnet: Eine geeignete, unabhängige, akkreditierte Prüfungseinrichtung, die in Übereinstimmung mit den national geltenden Rechts- und Verwaltungsvorschriften für die Durchführung des Prüfverfahrens und die diesbezügliche Berichterstattung verantwortlich ist.

Monitoring-Grundsätze

Die Grundsätze für die Überwachung und Berichterstattung (Kapitel 3 des Anhang 1 der *Monitoring*-Leitlinien) umfassen:

- Vollständigkeit,
- Konsistenz, d. h. Beibehaltung der Überwachungsmethode im Zeitverlauf,
- Transparenz,
- Genauigkeit,
- Kostenwirksamkeit, d. h. Abwägung des Zusatzaufwandes gegenüber ggf. höherer Genauigkeit,
- Wesentlichkeit und Verlässlichkeit, was Glaubwürdigkeit und Ausgewogenheit beinhaltet, sowie
- Leistungsverbesserung bei der Überwachung und Berichterstattung, womit gemeint ist, dass die Prüfung der Emissionsberichte dem Betreiber der Anlage auch Hinweise zur Verbesserung der Berichterstattung geben soll.

Schließlich nennen die allgemeinen Leitlinien noch die Anforderungen an die **Archivierung** der Informationen (mindestens 10 Jahre), an **Qualitätssicherung und -kontrolle** (eine Zertifizierung nach ISO 14001 bzw. EMAS dürfte hier von Vorteil sein und ansonsten anfallenden Zusatzaufwand vermeiden) und Ermittlung von Heizwerten, Emissionsfaktoren etc. auf Basis einschlägiger **Normen**.

Welche Quantifizierungsinitiativen bestehen neben den EU-Monitoring-Leitlinien?

Verschiedene Unternehmen und Unternehmensverbände hatten sich schon sehr früh zusammengeschlossen, um vorab eine *Best Practice* (d. h. nachahmenswerte Vorschläge) für Emissionsinventare zu entwickeln und diese gemeinsam auf internationaler Ebene zu diskutieren und zu testen. Ein bedeutender Ansatz in diesem Zusammenhang ist die **GHG Protocol Initiative**, die vom *World Resources Institute* (WRI) und dem *World Business Council for*

Sustainable Development (WBCSD) initiiert wurde und an der zahlreiche international operierende Unternehmen beteiligt sind.⁷¹ Die Erhebungsmethodik der *GHG Protocol Initiative* beruht unter anderem auf UNFCCC (IPCC)-Vorschlägen und IEA-Daten sowie auf Werten aus der DEFRA-Initiative (siehe weiter unten). Als Emissionsfaktoren wurden die IPCC-Werte verwendet, die auch als Durchschnittswerte für die Berechnung von nationalen Emissionsinventaren herangezogen werden.

Andere Ansätze wurden von anderen Regierungen als Hilfestellung für ihre Unternehmen entwickelt: So hat zum Beispiel das britische Umweltministerium (*Department for Environment, Food and Rural Affairs, DEFRA*) ein Tool zur Quantifizierung von Emissionen ins Internet gestellt:

<http://www.defra.gov.uk/environment/climatechange/trading/>

Auch das **US-Department of Energy** und die **US-Umweltbehörde (EPA)** bieten Hilfen zur Quantifizierung:

<http://www.eia.doe.gov/oiaf/1605/guidelns.html>

<http://www.epa.gov/ttn>

Auch auf Ebene der *International Organization for Standardization* (ISO) wird derzeit eine internationale Norm zur Vereinheitlichung von Überwachung, Berichterstattung und Verifizierung von Treibhausgasemissionen erarbeitet. Ein erster Entwurf dieser **ISO-Norm** wurde Anfang 2005 fertig gestellt und die Endversion wird voraussichtlich Anfang 2006 veröffentlicht.

Schließlich ist ab 2003 für viele Unternehmen durch die **IVU-Richtlinie** und die Entscheidung über den Aufbau eines **Europäischen Schadstoffemissionsregisters (EPER)** ohnehin eine Verpflichtung zur periodischen Emissions-Berichterstattung gegeben, die neben CO₂-Emissionen auch die anderen fünf Kyoto-Gase umfasst.⁷²

⁷¹ Die Tools des *GHG-Protokol* finden sich unter: <http://www.ghgprotocol.org/>.

⁷² Die Berichterstattung im Rahmen der IVU/EPER-Rechtssetzung fordert zunächst alle drei Jahre (2003 und 2006) eine Berichterstattung von den Mitgliedstaaten. Ab 2008 wird eine jährliche Berichtspflicht angestrebt.

Erster Schritt: Bestimmung der Systemgrenzen

Bei der Bestimmung der Systemgrenzen geht es darum, die für das EU-Emissionshandelssystem relevanten Emissionen von anderen Emissionen abzugrenzen. Zunächst erfolgt ein grober Überblick über das Spektrum an Emissionsquellen von Treibhausgasen, das danach sukzessive eingegrenzt wird.

Was sind die wesentlichen Emissionsquellen von Treibhausgasen?

Treibhausgase werden bei sehr unterschiedlichen Prozessen freigesetzt. Folgende Typen an Quellen werden für die sechs Kyoto-Gase in der Richtlinie für Inventare des IPCC aufgeführt:⁷³

a) Für Kohlendioxid (CO₂):

- Verbrennung von fossilen Brennstoffen zur Strom- oder Wärmeerzeugung in Industrie und Kraftwerken,
- Müllverbrennung,
- Transportmittel,
- Förderung, Verarbeitung und Verteilung von Öl und Gas sowie
- industrielle Prozesse (Herstellung von Zement, Kalk, Ammoniak, Glas, Hüttenaluminium, Eisen und Stahl, Kalziumkarbid und Soda).

⁷³ Neben den sechs Kyoto-Gasen CO₂, CH₄, N₂O, HFCs, PFCs und SF₆ gibt es weitere Treibhausgase: direkte (z. B. FCKW) und indirekte (z. B. NO_x, CO und flüchtige Kohlenwasserstoffe (VOC). Diese führen zur Bildung des Treibhausgases bodennahes Ozon) und sind international durch andere Abkommen geregelt als die Kyoto-Gase (so z. B. FCKW durch das Montreal-Protokoll).

b) Für Methan (CH_4):

- Kohleförderung,
- Gasgewinnung und -verteilung,
- Abfalldeponien,
- Abwasserreinigung,
- Landwirtschaft (Tierhaltung und Güllewirtschaft) und
- zu geringen Teilen die Verbrennung von fossilen Brennstoffen zur Strom- oder Wärmeerzeugung in Industrie und Kraftwerken; Müllverbrennung; Transportmittel.

c) Für Distickstoffoxid (Lachgas, N_2O):

- industrielle Prozesse (Adipinsäure- und Salpetersäureherstellung),
- Straßenverkehr,
- Landwirtschaft (Düngemiteinsatz und Güllewirtschaft) und
- zu geringen Teilen die Verbrennung von fossilen Brennstoffen zur Strom- oder Wärmeerzeugung in Industrie und Kraftwerken; Müllverbrennung.

d) Für Fluorkohlenwasserstoffe (H-FKW/HFC) vor allem:

- Kältemittel (Herstellung sowie Nutzung in Klimaanlage und Kühlaggregaten, stationär und in Transportmitteln) sowie
- Herstellung und Verwendung als Treibmittel in PU-Montageschaum.

e) Für perfluorierte Kohlenwasserstoffe (FKW/PFC):

- industrielle Prozesse (vor allem Aluminiumherstellung; zu geringeren Teilen Halbleiterindustrie und Leiterplattenfertigung).

f) Für Schwefelhexafluorid SF_6 vor allem:

- Verwendung in Autoreifen (statt Luft) und
- Verwendung in Schallschutzfenstern.

Welche Gase und Emissionen werden in den Emissionsrechtehandel einbezogen?

Grundsätzlich lassen sich alle Treibhausgase handeln, wenn sie hinreichend gut quantifizierbar sind. Die unterschiedlichen Gase könnten prinzipiell über ihre globalen Erwärmungspotenziale (siehe Anhang B) vergleichbar gemacht und somit innerhalb desselben Systems gehandelt werden.

Aus Praktikabilitätsgründen bezieht die EU-Emissionshandelsrichtlinie in der ersten Zuteilungsperiode (2005 - 2007) für die in Tabelle I-1 aufgeführten Anlagen zunächst nur die CO₂-Emissionen ein. Diese umfassen allerdings neben **energiebedingtem** Kohlendioxid auch **prozessbedingte CO₂-Emissionen**, wie sie beispielsweise bei der Kalk- und Klinkerproduktion entstehen. Ist eine hinreichend genaue Methode für die Bestimmung anderer Treibhausgase und Quellen gefunden, können die einzelnen Mitgliedstaaten die Einbeziehung weiterer Treibhausgase ab dem Jahr 2008 beantragen.

Auch Emissionen **außergewöhnlicher Ereignisse** wie bei Inbetriebnahme oder bei der Abschaltung einer Anlage sowie in Notfallsituationen sind einzubeziehen.

Welche CO₂-Emissionsquellen werden nicht in den EU-Emissionshandel einbezogen?

Als wesentliche Einschränkungen werden in Anhang I der *Monitoring*-Leitlinien (Kapitel 4.1) Emissionen aus Verbrennungsmotoren in zu Beförderungszwecken genutzten Maschinen und Geräten ausgenommen. Das heißt also, dass Emissionen **mobiler Quellen**, die z. B. durch Geschäftsreisen und Anfahrtswege von Mitarbeitern entstehen, nicht zu quantifizieren sind.

Des Weiteren wird darauf hingewiesen, dass die Emissionen einer Anlage unabhängig davon, ob Wärme oder Strom an andere Anlagen abgegeben wird, der emittierenden Anlage zuzuordnen sind. Das heißt also, dass **indirekte CO₂-Emissionen** nicht einbezogen werden. Solche indirekten CO₂-Emissionen entstehen zum Beispiel durch den Verbrauch von nicht selbst erzeugtem Strom oder Wärme und verursachen somit "indirekt" CO₂-Emissionen beim Erzeuger.

Wie werden TEHG-Systemgrenzen eines Standortes festgelegt?

Zunächst gilt es festzustellen, ob und welche Anlagen am Unternehmensstandort von der EU-Emissionshandelsrichtlinie betroffen sind. Für die Abgrenzung des Anwendungsbereiches der Richtlinie ist neben der Kumulierungsregel vor allem auch die Anlagendefinition von Bedeutung (siehe vor allem Kapitel I.1.2.2). Da für einige der Begriffe, wie z. B. "technischer Zusammenhang", Interpretationsspielräume existieren, sind bei der Abstimmung des *Monitoring*-Konzepts mit den zuständigen BImSchG-Behörden auch die Systemgrenzen festzulegen.

Die **Kumulierung** für die Festlegung der Systemgrenzen soll an zwei **Beispielen** verdeutlicht werden (siehe Abbildung I-15):

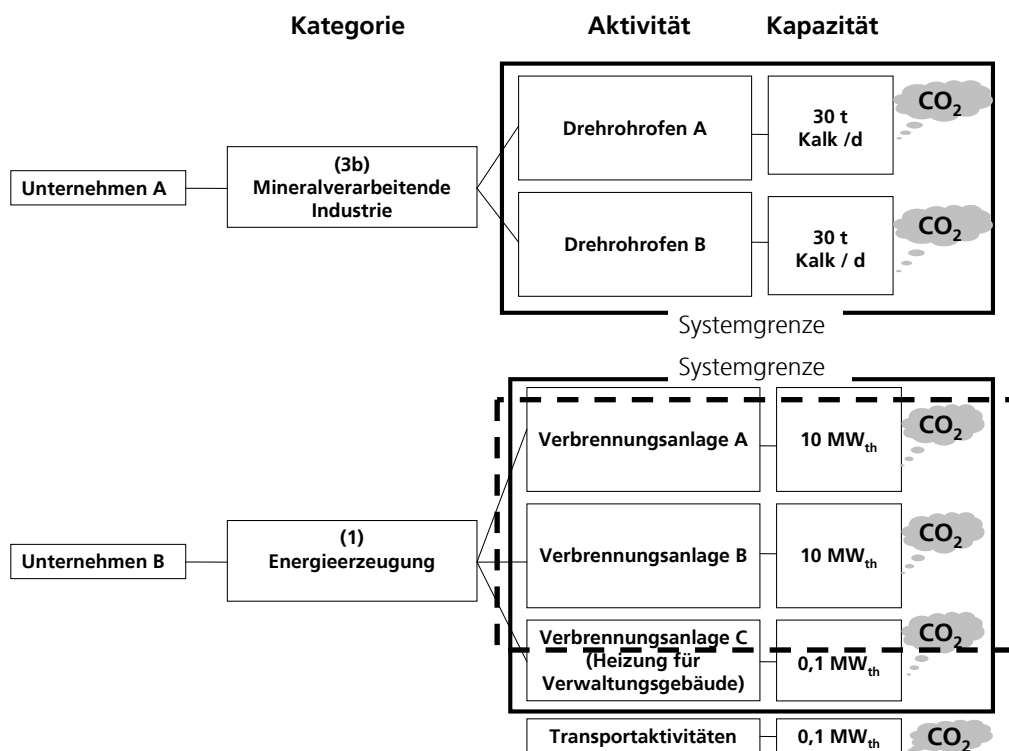
Beispiel 1:

Unternehmen A betreibt zur Kalkproduktion zwei Drehrohröfen mit einer Gesamtproduktivität von 60 t Kalk pro Tag. Damit übersteigt die tägliche Produktion den Schwellenwert (50 t Kalk/d) und die Anlage hat verpflichtend am EU-System teilzunehmen. Daher hat sie in Zukunft ihre CO₂-Emissionen – d. h. die energie- und prozessbedingten CO₂-Emissionen – zu bestimmen, zu berichten und den Emissionen entsprechende Berechtigungen nachzuweisen.

Beispiel 2:

Unternehmen B betreibt zum Brauen von Bier zwei Dampfkessel (Feuerungsanlagen) mit einer Leistung von je 10 MW_{th}. Da die Anlagenleistungen zu addieren sind, wird der Schwellenwert von 20 MW_{th} für die verpflichtende Teilnahme am EU-System erreicht. Neben den großen Kesseln wird ein kleiner Heizkessel für die Beheizung der Verwaltungsgebäude betrieben, und es werden LKWs auf dem Werksgelände zum Transport von Gütern eingesetzt. Nach dem TEHG sind, je nach Genehmigung, entweder nur die Dampfkessel à 10 MW (siehe gestrichelte Linie) oder alle drei Feuerungsanlagen (siehe durchgezogene Linie) – d. h. auch der kleine Heizkessel des Verwaltungsgebäudes – einzubeziehen. Dieses Beispiel verdeutlicht, dass die Systemgrenzen je nach Genehmigungssituation variieren können. Unabhängig davon werden die Emissionen aus den Transportaktivitäten nicht in die Systemgrenzen einbezogen, da Transportaktivitäten von der Richtlinie nicht erfasst werden.

Abbildung I-15: Bestimmung der Systemgrenzen



Quelle: Fraunhofer ISI

Zweiter Schritt: Grobe Schätzung der Emissionen und Bestimmung der Ebene

Wesentlicher Bestandteil der *Monitoring*-Leitlinien ist die Erläuterung des Ebenenkonzepts (Anhang I, Kapitel 4.2.2.1.4). Tabelle 1 der *Monitoring*-Leitlinien enthält für die von der EU-Emissionshandelsrichtlinie betroffenen Tätigkeiten **in Abhängigkeit von der jährlichen Gesamtemission** die Einordnung in Ebenen, sprich die **Mindest-Genauigkeitsanforderungen für die Bestimmung der emissionsrelevanten Faktoren**. Ebene 1 entspricht der geringsten Genauigkeit, Ebene 4 der höchsten, wobei der Betreiber im Rahmen der Verhältnismäßigkeit stets die höchste Ebene wählen sollte.

Abhängig von der jährlichen Gesamtemission (≤ 50 kt, 50 kt bis ≤ 500 kt, > 500 kt) werden in Tabelle 1 der *Monitoring*-Leitlinien für die betroffenen Tätigkeiten und die relevanten Parameter der Emissionsquantifizierung (z. B. Heizwerte, Emissionsfaktoren, Umsetzungsfaktoren) und die in der ersten Zuteilungsperiode zu nutzende Ebenen festgelegt. Die **Einordnung kann**

dabei **für unterschiedliche Parameter unterschiedlich sein** (z. B. geringere Genauigkeit für Oxidationsfaktor gegenüber Heizwert). Tabelle 1 der *Monitoring*-Leitlinien ist sehr umfangreich, weswegen sie im Folgenden nur auszugsweise – für die Feuerungsanlagen - abgebildet wird (siehe Tabelle I-10).

Achtung: Tabelle 1 der *Monitoring*-Leitlinien enthält in der im Amtsblatt veröffentlichten Fassung eine sinnverdrehende Verwechslung der Spaltenüberschriften. Es wird daher empfohlen, die "korrigierte" Version aufzurufen:

http://europa.eu.int/comm/environment/climat/pdf/c2004_130_de.pdf



Um die Ebene festlegen zu können, ist eine grobe Schätzung der Emissionen für die einbezogenen Quellen vorzunehmen. Laut dem *Monitoring*-Konzept der DEHSt sollte die Einstufung auf Basis der maximal erwarteten jährlichen CO₂-Gesamtemissionen der Anlage in der Zuteilungsperiode 2005 - 2007 erfolgen. Die Überschlagsrechnung kann beispielsweise mit Hilfe des *Excel-Tools* vorgenommen werden, in dem die jährlich geplanten Brennstoffmengen eingegeben werden und mit den bundeseinheitlichen Emissionswerten multipliziert werden.

Anhand der groben Einschätzung sollte eine Zuordnung in eine der aufgeführten Kategorien erfolgen:

- Liegen die jährliche Gesamtemissionen $\leq 50.000 \text{ t CO}_2$, dann sind die Angaben in **Spalte A** relevant.
- Liegen jährliche Gesamtemissionen zwischen **50.000 t und 500.000 t CO₂** vor, dann sind die Angaben in **Spalte B** relevant.
- Liegen die jährliche Gesamtemissionen $> 500.000 \text{ t CO}_2$, dann sind die Angaben in **Spalte C** relevant.

Die nachfolgende Tabelle I-10 stellt einen korrigierten Auszug der für die Tätigkeit **"Verbrennung"** relevanten Teile von Tabelle 1 der *Monitoring*-Leitlinien dar. Sie gibt an, welche (Genauigkeits-)Ebene für die Ermittlung der Tätigkeitsdaten (in diesem Falle des Brennstoffverbrauchs und des Inputs bzw. Outputs von Rauchgasreinigungsanlagen), des spezifischen Heizwerts, des Emissionsfaktors und des Oxidationsfaktors in der ersten Zuteilungsperiode mindestens einzuhalten ist.

Tabelle I-10: Ebenen für die Emissionsquantifizierung für Feuerungsanlagen

Ebene	Tätigkeitsdaten			spezifischer Heizwert			Emissionsfaktor			Oxidations ¹⁾ - bzw. Umsetzungs-faktor ²⁾		
	A	B	C	A	B	C	A	B	C	A	B	C
Verbrennung (gasf., flüssige Brennstoffe)	2a/2b	3a/3b	4a/4b	2	2	3	2a/2b	2a/2b	3	1	1	1
Verbrennung (feste Brennstoffe)	1	2a/2b	3a/3b	2	3	3	2a/2b	3	3	1	2	2
Fackeln	3	3	3	n. r.	n. r.	n. r.	1	2	2	1	1	1
Wäsche (Karbonatmethode)	1	1	1	n. r.	n. r.	n. r.	1	1	1	1	1	1
Wäsche (Gipsmethode)	1	1	1	n. r.	n. r.	n. r.	1	1	1	1	1	1

¹⁾ gilt für Emissionen der Verbrennung

²⁾ gilt für (Prozess-)Emissionen der Rauchgasreinigung;

n. r. = nicht relevant

Quelle: *Monitoring-Leitlinien* Tabelle 1

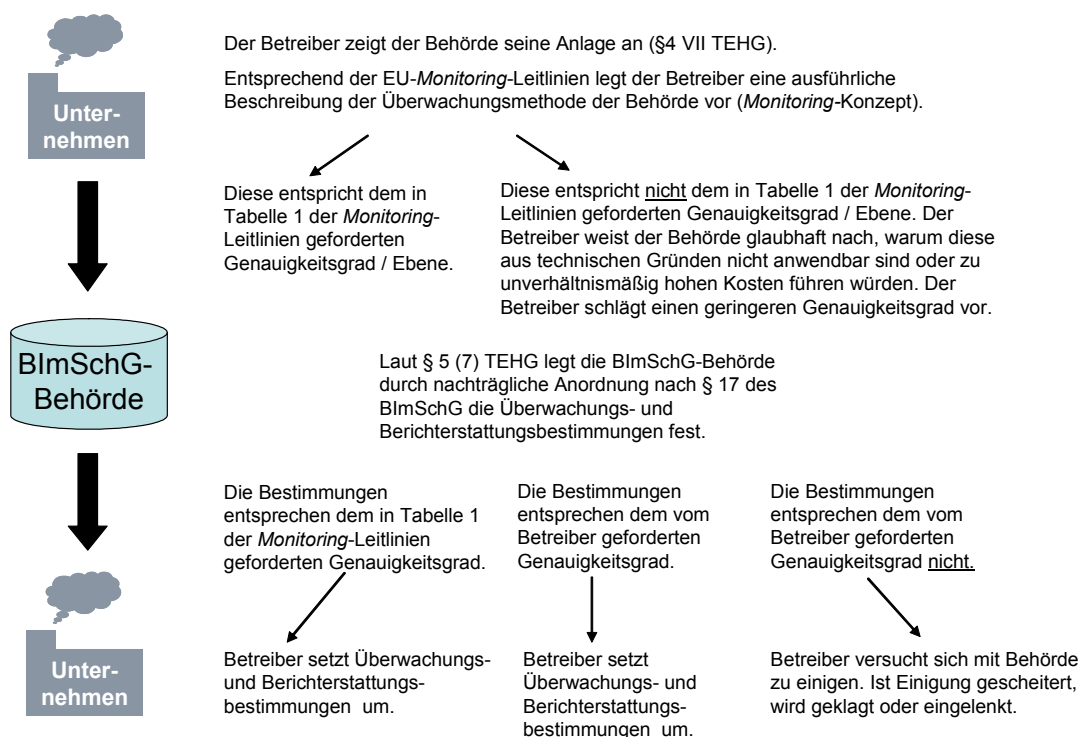
Für 2005 - 2007 gelten die in Tabelle I-10 vorgegebenen Genauigkeitsebenen, solange es sich nicht um eine besonders **"schwache" Quelle** handelt. Quellen, die zusammen höchstens 0,5 kt / a oder 1 % der jährlichen Gesamtemissionen einer Anlage verursachen, können mit einer eigenen Schätzmethode ermittelt werden, wobei die Behörde dieser zustimmen muss.

Ab 2008 wird voraussichtlich für alle Anlagen die höchste Genauigkeitsebene gelten, d. h. Spalte C und die geringeren Ebenen nach A und B werden nicht mehr ausreichen. So steht es zumindest in den *Monitoring-Leitlinien*. Da diese jedoch derzeit – wie zuvor erwähnt - überarbeitet werden, bleibt abzuwarten, welche *Monitoring*-Anforderungen ab 2008 gültig sein werden.

Dritter Schritt: Erstellung des *Monitoring-Konzepts*

Der Anlagenbetreiber hat laut EU-Emissionshandelsrichtlinie und TEHG (§ 4) bei der Beantragung seiner Genehmigung (*Permit*) die Emissionsquellen der Anlage anzugeben (d. h. die Systemgrenzen zu bestimmen) sowie die geplanten Überwachungsmethoden zu nennen. Diese Angaben und weitere Angaben, z. B. die Häufigkeit der Messung oder Berichterstattungsanforderungen – die unter dem Begriff *Monitoring-Konzept* subsumiert werden – sind in dem *Permit* festgeschrieben. Der Ablauf ist in Abbildung I-16 näher beschrieben.

Abbildung I-16: Festlegung des *Monitoring-Konzepts* für Bestandsanlagen



Quelle: Fraunhofer ISI auf Basis TEHG und *Monitoring-Leitlinien*

Gemäß Kapitel 4.2 der *Monitoring-Leitlinien* (Anhang I) umfasst das *Monitoring-Konzept*:

- eine Anlagenbeschreibung,
- Informationen über Zuständigkeiten,
- Auflistung der zu überwachenden Quellen, Tätigkeiten, Brennstoffe, und Einsatzstoffe,
- Beschreibung der Messgeräte und des Probennahmeansatzes,

- Beschreibung der Ansätze zur Heizwertbestimmung etc.,
- ggf. Beschreibung der Messsysteme,
- Beschreibung des Qualitätssicherungssystems sowie ggf. eingesetzter Umweltmanagementsysteme.

Das *Monitoring*-Konzept dient als Grundlage für die Emissionsermittlung und die jährliche Emissionsberichterstattung.

Um die Erstellung dieses *Monitoring*-Konzepts zu erleichtern, wurde von der **DEHSt** ein **Muster-Monitoring-Konzept** herausgegeben, das auf folgender Internetseite verfügbar ist:

http://www.dehst.de/cln_028/nn_76354/SharedDocs/Downloads/DE/Monitoring/monitoring_konzept.html.

Es soll die anlagenspezifische Erarbeitung eines individuellen *Monitoring*-Konzepts unterstützen und stellt die erforderlichen Angaben, Daten und Informationen zusammen, die in einem *Monitoring*-Konzept enthalten sein müssen. Das *Muster-Monitoring-Konzept* der DEHSt stellt eine Art Leitlinie dar und ist nicht rechtsverbindlich. Es sollte branchen- und ggf. anlagenspezifischen Gegebenheiten angepasst werden.

Verschiedene Bundesländer hatten zuvor bereits eigene Konzepte veröffentlicht. So lagen Anforderungen an die Beschreibung von Überwachungsmethoden von Nordrhein-Westfalen und ein echtes Berichts-*Template* der Struktur- und Genehmigungsdirektion Süd von Rheinland-Pfalz am Seitenende unter „Musterbericht“ vor:

<http://www.sgdsued.rlp.de/Aktuelles/Pressemitteilungen/Emmissionshandel/emmissionshandel.htm>.

Die Beschreibung des DEHSt-*Monitoring*-Konzepts erfolgt am **Beispiel** des Heizwerkes der Stadtwerke Karlsruhe in Kapitel I-3.

Entscheidet ein Betreiber, dass seine Emissionsberichterstattung mit den mit den in Tabelle 1 der *Monitoring*-Leitlinien **geforderten Ebenen** und Genauigkeitsgraden **nicht** übereinstimmt, sollte der Betreiber so schnell wie möglich mit der zuständigen BImSchG-Behörde Kontakt aufnehmen. Ihm obliegt dabei die Pflicht, der Behörde glaubhaft nachzuweisen, warum die eigentlich geltenden Genauigkeitsanforderungen aus **technischen Gründen** nicht anwendbar sind oder zu **unverhältnismäßig hohen Kosten** führen würden.

Die zuständige BImSchG-Landesbehörde ist auch umgehend davon in Kenntnis zu setzen, wenn der Betreiber eine temporäre oder langfristige **Änderung** der Überwachungsmethode vornimmt.

Es ist rechtlich **nicht vorgeschrieben**, das **Monitoring-Konzept** von externen Gutachtern **verifizieren** zu lassen, es genügt die Abstimmung mit der zuständigen BImSchG-Behörde. Jedoch wird das *Monitoring*-Konzept bei der Verifizierung der Emissionsberichte, d. h. erstmals Anfang 2006, vom Verifizierer überprüft. Insofern sollte bei Unklarheiten bereits im Vorfeld ein Verifizierer zu Rate gezogen werden, damit keine unliebsamen Überraschungen im Nachhinein auftreten.

Grundsätzlich müssen die Betreiber einer Anlage für jede Anlage eine **separate Bilanzierung** der CO₂-Emissionen vornehmen. Im Fall von Raffinerien und integrierten Anlagen zur Erzeugung von Roheisen und Stahl (Kokerei, Sinteranlage, Hochofen, Stahlwerk bis zum Strangguss) können allerdings auch mehrere Anlagen gemeinsam bilanziert werden. Eine solche **Glockenlösung** ist dann zulässig, wenn die Anlagen (i) ein und demselben Betreiber zuzuordnen sind, und (ii) am selben Standort stehen.

Vierter Schritt: Quantifizierungsmethoden für Treibhausgasemissionen

Ein wichtiger Faktor für Unternehmen, die an einem Emissionshandel teilnehmen, sind die Kosten für die Erfassung der Emissionen. Mit steigender Genauigkeit steigen im Regelfall die Kosten überproportional. Die Genauigkeit der Inventare stellt jedoch eine wesentliche Voraussetzung für einen funktionierenden Markt mit Emissionsberechtigungen dar, da für eingesparte Emissionen durch den Emissionshandel Verkaufserlöse erzielt werden können.

Grundsätzlich besteht die **Wahl zwischen den Überwachungsmethoden "Messung" und "Berechnung"** sowie die **Wahl zwischen verschiedenen Ebenenkonzepten** (siehe Kapitel 4.2 in den *Monitoring*-Leitlinien). Die Überwachungsmethode wird als Teil der Genehmigung festgelegt, d. h. sie ist Bestandteil des *Monitoring*-Konzeptes (siehe Schritt 3).

Welche Messverfahren sind zu verwenden?

Die Überwachungsmethode zur Emissionsmessung kann vom Betreiber frei gewählt werden, sofern er u. a. belegen kann, dass diese nachweislich ein genaueres Ergebnis erzielt als die Berechnung auf Basis der höchsten

Genauigkeitsebenen und das Ergebnis der Messung anhand **flankierender Emissionsberechnungen** bestätigt wird, die die gleichen Emissionsquellen umfassen. Für diese flankierende Berechnung gelten die gleichen Bestimmungen wie für die Überwachungsmethode „Berechnung“. Da die Messung von CO₂-Emissionen in der Praxis eher die Ausnahme sein dürfte, wird im Folgenden nur sehr kurz darauf eingegangen.

Laut *Monitoring*-Leitlinien (Anhang I Kapitel 4.2.3) sollen die vom Europäischen Komitee für Normung (CEN) herausgegebenen so genannten **CEN-Normen** angewendet werden. Falls diese nicht vorhanden sind, kann auf ISO-Normen zurückgegriffen werden. Gibt es keine gültige Norm, so können gegebenenfalls Verfahren angewandt werden, die vorliegenden Normentwürfen oder den Leitlinien hinsichtlich der bewährtesten Praxis (*Best Practice*) der Industrie entsprechen.

Hat sich ein Betreiber für die Installation eines kontinuierlichen Messsystems entschieden, muss er die Leistung und Funktionsfähigkeit (wie Ansprechzeit, Linearität, Interferenz, Nullpunkt- und Messbereichsdrift) sowie die Genauigkeit (im Vergleich zu einer Referenzmethode) in regelmäßigen Abständen überprüfen.

Der **Biomasse-Anteil** der gemessenen CO₂-Emissionen ist dabei anhand von Berechnungen zu ermitteln und aus den Gesamtemissionen herauszurechnen.

Welche Berechnungsverfahren existieren?

Die indirekte Quantifizierung – hier Berechnung genannt – ist vor allem ein Verfahren, das sich für CO₂-Emissionen aus Wärme- und Stromerzeugung sowie Prozessenergieerzeugung eignet. Die Berechnung der CO₂-Emissionen erfolgt, sofern in den tätigkeitsspezifischen Leitlinien (Anhänge II-XI der *Monitoring*-Leitlinien) nicht anders spezifiziert, grundsätzlich anhand folgender Formeln:

Für Emissionen aus der **Verbrennung**:

CO₂-Emissionen = Tätigkeitsdaten * Emissionsfaktor * Oxidationsfaktor

Dabei beruhen die Tätigkeitsdaten auf dem Brennstoffverbrauch, der als "Energiegehalt" in Terajoule (TJ) oder Gigajoule (GJ) angegeben wird.⁷⁴ Der Emissionsfaktor wird als t CO₂/TJ oder t CO₂/GJ angegeben. Die einzelnen Emissionsfaktoren sind in den tätigkeitsspezifischen Anhängen der *Monitoring*-Leitlinien näher beschrieben. Der Oxidationsfaktor, welcher der Unvollständigkeit von Verbrennungsprozessen Rechnung trägt, wird als Bruchteil (von eins)

⁷⁴ Tera = 10¹² und Giga = 10⁹

ausgedrückt. Der Umrechnungsfaktor für Kohlenstoff in Kohlendioxid beträgt 3,667; das entspricht der stöchiometrischen Umsetzung von Kohlenstoff mit einer Molmasse von 12 in Kohlendioxid mit einer Molmasse von 44 ($44/12 = 3,667$).

Für den Ebene-1-Ansatz (geringste Genauigkeit) werden in Kapitel 8 Tabelle 4 der *Monitoring*-Leitlinien die Emissionsfaktoren für fossile Brennstoffe genannt, die überwiegend auf Angaben gemäß IPCC (*Intergovernmental Panel on Climate Change*) basieren.

Biomasse wird als CO₂-neutral angesehen. Eine Liste der als **Biomasse** anerkannten Brennstoffe wird in Kapitel 9 der *Monitoring*-Leitlinien aufgeführt.

Analog erfolgt die Quantifizierung der Emissionen aus **Prozessen**:

$\text{CO}_2\text{-Emissionen} = \text{Tätigkeitsdaten} * \text{Emissionsfaktor} * \text{Umsetzungsfaktor}$

Dabei beruhen die Tätigkeitsdaten auf dem Rohstoffverbrauch, dem Durchsatz oder der Produktionsrate, angegeben in Tonnen (t) oder Kubikmetern (m³). Der Emissionsfaktor wird als t CO₂/t oder t CO₂/m³ angegeben. Der Umsetzungsfaktor, welcher der Unvollständigkeit von technischen Umsetzungsprozessen von Kohlenstoff im Eingangsmaterial zu Kohlendioxid Rechnung trägt, wird als Bruchteil (von 1) ausgedrückt.

Weitergeleitetes CO₂, das als Reinsubstanz, z. B. in Form von Kohlensäure in Getränken oder Trockeneis für Kühlzwecke (siehe Liste in Kapitel 4.2.2.1.2) in eine andere Anlage weitergeleitet wird, ist in Form eines *Memo-Items* (siehe auch Berichterstattung im Leitfaden-Kapitel I.1.2.12) zu melden.

CO₂, das als Teil eines Mischbrennstoffes, z. B. Gicht- oder Kokereigas, an andere Anlagen weitergegeben wird, soll im Emissionsfaktor für eben diesen Brennstoff erfasst werden (womit das Prinzip der ausschließlichen Berechnung direkter Emissionen gewahrt wird).

Im Detail wird auf die Emissionsberechnung in den tätigkeitsspezifischen Leitlinien (Anhänge II-XI) der *Monitoring*-Leitlinien eingegangen bzw. in diesem Leitfaden in Schritt vier, allerdings nur für Verbrennungsprozesse.

Wie werden Emissionen aus der Verbrennung berechnet?

Wie zuvor erläutert, werden die Emissionen nach folgender Formel berechnet:

$$\text{CO}_2\text{-Emissionen} = \text{Tätigkeitsdaten} * \text{Emissionsfaktor} * \text{Oxidationsfaktor}$$

Die **Tätigkeitsdaten** werden als Nettoenergiegehalt des Brennstoffs in Terajoule (TJ) oder Gigajoule ausgedrückt. Dieser ergibt sich als Produkt aus **verbraucher Brennstoffmenge**, gemessen in Tonnen (t) oder Kubikmetern

(m³), und dessen (unterem) **Heizwert**, gemessen in TJ/t bzw. GJ/t oder TJ/m³ bzw. GJ/m³. Bei Verwendung von Volumeneinheiten ist die korrekte Berücksichtigung bzw. Umrechnung auf Standardbedingungen zu gewährleisten (siehe auch *Excel-Tool*).

Wichtiger Hinweis: Im deutschen Sprachgebrauch wird unter "**Heizwert**" häufig der "untere Heizwert" (H_u) verstanden. Der Begriff ist aber kontextbezogen keineswegs eindeutig. Ohne dass dies in der deutschsprachigen Fassung der Leitlinien explizit erwähnt würde, ist darin ebenfalls stets der untere Heizwert gemeint (Allenfalls implizit ergibt sich durch den in den Leitlinien gebrauchten Begriff "Nettoenergiegehalt" diese in der englischen Fassung (*net calorific value*) eindeutige Auslegung).



Im Falle von Erdgas, wo Angaben des Versorgungsunternehmens zu Verbrauchs- bzw. Liefermengen oft auf den oberen Heizwert ("Brennwert"; H_o) bezogen und H_u-spezifische Angaben gar nicht verfügbar sind, bietet es sich aber an, mit diesem oberen Heizwert zu rechnen. Hierdurch werden Ungenauigkeiten bei der (oft nur näherungsweise möglichen) Umrechnung vermieden. Dies ist in den Leitlinien jedoch nicht vorgesehen. Notwendig hierfür wären auf H_o bezogene Emissionsfaktoren, deren Bekanntgabe vom ISI vorgeschlagen wurde, jedoch bisher nicht aufgegriffen wurde. Es bleibt zu hoffen, dass für die zweite Zuteilungsperiode von der DEHSt H_o-bezogene Emissionsfaktoren für Emissionsberechnungen unter Anwendung des Ebenenkonzepts 2 (Verwendung von "nationalen Durchschnittswerten") bereitgestellt werden.

Tätigkeitsdaten – Brennstoffmenge

Die Leitlinien sehen insgesamt vier Ebenen für die Genauigkeit der Bestimmung der Brennstoffmenge vor. Diese werden hier stark verkürzt wiedergegeben, denn in den Leitlinien werden triviale Berechnungsmethoden in einer unangemessenen und damit verwirrenden Ausführlichkeit erläutert. Grundsätzlich gilt hier die Gleichwertigkeit von mit gewisser Genauigkeit direkt an der Anlage gemessenen Brennstoffverbrauchswerten und einem Massenbilanzansatz, also aus Bezugs- (Einkauf) und Bestandsveränderungsdaten abgeleiteten Verbrauchsdaten, wenn dabei etwas höhere Messgenauigkeiten erreicht werden.

Ebene 1: Messung des Brennstoffverbrauchs direkt vor der Verbrennung – also nicht der Mengen, die zwischengelagert werden – mit einem Unsicherheitsfaktor von weniger als $\pm 7,5 \%$.⁷⁵

⁷⁵ Obwohl der Massenbilanzansatz bei Festbrennstofffeuerungen am sinnvollsten erscheint und Ebene 1 für Festbrennstofffeuerungen mit einer jährlichen Gesamtemission von maximal 50 kt CO₂ zulässig ist, sehen die Leitlinien diesen Ansatz nicht vor. Es ist daher davon auszugehen, dass in diesen Fällen Ebene 2b anzuwenden ist bzw. der Betreiber

- Ebene 2:** Messung des Brennstoffverbrauchs direkt vor der Verbrennung mit einer Messungenauigkeit von weniger als $\pm 5,0$ % (Ebene **2a**) bzw. gleichwertiger Massenbilanzansatz: Bestimmung der im Berichtszeitraum eingekauften Brennstoffmengen unter Berücksichtigung von Bestandsveränderungen und der für andere Zwecke verwendeten Brennstoffmengen, wobei Messungenauigkeiten von weniger als $\pm 4,5$ % einzuhalten sind (Ebene **2b**).
- Ebene 3:** Messung des Brennstoffverbrauchs direkt vor der Verbrennung mit einem Unsicherheitsfaktor von weniger als $\pm 2,5$ % (Ebene **3a**) bzw. gleichwertiger Massenbilanzansatz: Bestimmung der im Berichtszeitraum eingekauften Brennstoffmengen unter Berücksichtigung von Bestandsveränderungen und der für andere Zwecke verwendeten Brennstoffmengen, wobei Messungenauigkeiten von weniger als $\pm 2,0$ % einzuhalten sind (Ebene **3b**).
- Ebene 4:** Messung des Brennstoffverbrauchs direkt vor der Verbrennung mit einem Unsicherheitsfaktor von weniger als $\pm 1,5$ % (Ebene **4a**) bzw. gleichwertiger Massenbilanzansatz: Bestimmung der im Berichtszeitraum eingekauften Brennstoffmengen unter Berücksichtigung von Bestandsveränderungen und der für andere Zwecke verwendeten Brennstoffmengen, wobei Messungenauigkeiten von weniger als $\pm 1,0$ % einzuhalten sind (Ebene **4b**).

Tätigkeitsdaten – Heizwert

Die Leitlinien sehen nur drei Ebenen für die Bestimmung des (unteren) Heizwerts vor. Ebene 4 ist hierfür nicht definiert. Wie aus den folgenden Ausführungen hervorgeht, dürfte die Anwendung von Ebene 1 und Ebene 2 für die Feuerungsanlagenbetreiber derzeit kaum von praktischer Bedeutung sein; sie werden sich auf die Heizwertangaben des Brennstofflieferanten verlassen müssen.

- Ebene 1:** Anwendung länderspezifischer Heizwerte für die jeweiligen Brennstoffe gemäß Appendix 2.1 A.3 "1990 *country specific net calorific values*" der *Good Practice Guidance and Uncertainty Management in National Greenhouse Gas Inventories* des *Intergovernmental Panel on Climate Change* (IPCC) aus dem Jahr 2000. Siehe hierzu www.ipcc.ch/pub/guide.htm. Diese Tabelle enthält lediglich Angaben zu flüssigen und festen Brennstoffen. Es ist davon auszugehen, dass i. d. R. präzisere

den Nachweis erbringt, dass im Rahmen der wirtschaftlichen Vertretbarkeit ein Massenbilanzansatz mit ggf. gegenüber Ebene 2a reduzierter Genauigkeit vorzuziehen ist.

Angaben zur Verfügung stehen. Außerdem gelten für Verbrennungsprozesse durchweg höhere Genauigkeitsanforderungen – Ebene 1 ist zwar definiert, lt. Tabelle 1 der Leitlinien wird aber Ebene 1 selbst für Anlagen mit geringen Emissionen nicht zugelassen. Sie könnte demzufolge nur in begründeten Ausnahmefällen von Bedeutung sein. Daher wird hier nicht näher auf diese Datenbasis eingegangen.

Ebene 2: Anwendung derjenigen Heizwerte, die bei der letzten Meldung von Emissionsinventaren an das Klimasekretariat der UNFCCC angewandt wurden.⁷⁶

In Deutschland hat die Deutsche Emissionshandelsstelle (DEHSt) für das Antragsverfahren keine Angaben zu Heizwerten zur Verfügung gestellt, sondern die Betreiber haben diese selbst ermittelt bzw. von den Brennstofflieferanten erfragt (entspricht Ebene 3). Grund hierfür ist der Umstand, dass insbesondere bei Festbrennstoffen erhebliche, die Genauigkeit beeinträchtigende Schwankungen auftreten können, bspw. durch schwankende Wassergehalte und unterschiedliche Aschegehalte.

Ebene 3: Anwendung der vom Anlagenbetreiber, einem beauftragten Labor oder vom Lieferanten gemessenen Heizwerte, gemäß den Anforderungen, die in Anhang I, Kapitel 10 der Leitlinien festgelegt sind. In diesen Anforderungen wird im Wesentlichen auf einschlägige CEN-, ISO- und DIN-Standards verwiesen.

Es ist davon auszugehen, dass die Anlagenbetreiber über entsprechende Angaben des Brennstofflieferanten verfügen. Bei Bedarf sind die Angaben dort zu erfragen und – spätestens für die Zwecke der Verifizierung – mit dem Nachweis der Normkonformität vorzulegen.

Emissionsfaktor

Die *Monitoring*-Leitlinien sehen insgesamt drei Ebenen für den Emissionsfaktor vor.

⁷⁶ Die Inventarmeldungen der Vertragsstaaten zur Klimarahmenkonvention sind einem *Technical Review* zu unterziehen. Hierfür sind die *Revised Guidelines for the Technical Review* (FCCC/CP/2002/8) maßgeblich. Vor Abschluss des Review-Prozesses erscheint die Tauglichkeit der verwendeten Daten fragwürdig, denn in diesem Bereich ist in vielen Ländern noch von hohem Korrekturbedarf auszugehen.

Ebene 1: Anwendung von Emissionsfaktoren gemäß einer Tabelle aus Anhang I Kapitel 8 der Leitlinien. Dabei handelt es sich um Werte aus den *Revised 1996 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories: Reference Manual*, Tabelle 1-1, Seite 1.13 (<http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/gl/invs6.htm> und dort <http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/gl/guidelin/ch1ref1.pdf>).

Die Angaben in den *Monitoring*-Leitlinien sind bereits in t CO₂/TJ umgerechnet, in der Originalquelle (*Reference Manual*) sind Kohlenstoff-bezogene Emissionsfaktoren angegeben (t C/TJ), die mit dem Faktor 3,667 in t CO₂/TJ umzurechnen sind.

In der Praxis – zumindest für Quellen in Deutschland – dürften diese Emissionsfaktoren ohne Bedeutung sein, da bessere Emissionsfaktoren gemäß Ebene 2a vorliegen (s. u.). Aus diesem Grund wurde auf die Wiedergabe an dieser Stelle verzichtet.

Ebene 2a: Anwendung der Emissionsfaktoren, die bei der letzten Meldung von Emissionsinventaren an das Klimasekretariat der UNFCCC angewandt wurden (Ebene 2a).⁷⁷

Die DEHSt hat schon für die Ermittlung der Emissionen im Zuge des Antragsverfahrens für die Zuteilung Angaben zu den für Ebene 2 anzuwendenden Emissionsfaktoren zur Verfügung gestellt. Die bundeseinheitliche Liste der Emissionsfaktoren ist im Tabellenblatt des *Excel-Tools* integriert. Es sei angemerkt, dass es sich auch bei Erdgas um H_v-bezogene Emissionsfaktoren handelt, das heißt, dass Erdgas auch mit dem unteren Heizwert in GJ umzurechnen ist.

Ebene 2b: Alternativ wird gemäß den Leitlinien die näherungsweise Ableitung von Emissionsfaktoren für die jeweilige Brennstoffcharge auf Basis von Dichtemessungen von spezifischen Ölen oder Gasen, die z. B. in Raffinerien oder in der Stahlindustrie eingesetzt werden, zugelassen (Anwendung "etablierter Proxywerte"). Für bestimmte Kohlesorten ist die Nutzung von Korrelationen zwischen Heizwert und Emissionsfaktor zulässig, die von einem Labor, das den Anforderungen von Anhang I Kapitel 10 der Leitlinien genügt, nachgewiesen werden.

⁷⁷ Hier gilt das bereits im Abschnitt "Heizwert" (dort unter "Ebene 2") Gesagte zur grundsätzlichen Tauglichkeit dieser Daten. Gleichwohl sind sie den Emissionsfaktoren gemäß Ebene 1 vorzuziehen.

Nach derzeitigem Informationsstand des ISI soll diese Art der Emissionsfaktorenbestimmung in Deutschland aber nicht zugelassen werden.

Ebene 3: Anwendung der vom Anlagenbetreiber, einem beauftragten Labor oder vom Lieferanten gemessenen Emissionsfaktoren, gemäß den Anforderungen, die in Anhang I Kapitel 10 der Leitlinien festgelegt sind. In diesen Anforderungen wird im Wesentlichen auf CEN-, ISO- und DIN-Standards verwiesen. Wie auch bereits im Kontext "Heizwerte" gesagt (s. o; dort ebenfalls unter "Ebene 3"), ist davon auszugehen, dass die Anlagenbetreiber über entsprechende Angaben des Brennstofflieferanten verfügen. Bei Bedarf sind die Angaben dort zu erfragen und – spätestens für die Zwecke der Verifizierung – mit dem Nachweis der Norm-Konformität vorzulegen.

Oxidationsfaktor

Die *Monitoring*-Leitlinien sehen zwei Ebenen für den Oxidationsfaktor vor.

Ebene 1: Oxidationsfaktor von 0,99 (also 99 %ige Umsetzung des Brennstoff-Kohlenstoffgehalts in CO₂) für feste Brennstoffe und von 0,995 für alle übrigen Brennstoffe.

Ebene 2: Anwendung tätigkeitsspezifischer Faktoren auf Basis von Laboranalysen der unverbrannten C-Anteile in der Asche, im Abwasser oder anderen Abfällen sowie in Form von nicht vollständig oxidiertem Kohlenstoff im Abgas gemäß den Anforderungen, die in Anhang I Kapitel 10 der Leitlinien festgelegt sind. In diesen Anforderungen wird im Wesentlichen auf CEN-, ISO- und DIN-Standards verwiesen.

Nach derzeitigem Informationsstand des ISI ist in den Emissionsfaktoren der DEHSt bereits ein Abschlag für den Anteil des unverbrannten Kohlenstoffes enthalten. Der Oxidationsfaktor ist daher auf Eins zu setzen.

Wie werden die energiebedingten CO₂-Emissionen mit Hilfe des *Excel-Tools* berechnet?

Das *Excel-Tool*, das auf der CD-ROM verfügbar ist, ermöglicht die Berechnung der CO₂-Emissionen gemäß der *Monitoring*-Leitlinien. Im ersten Schritt sind die Brennstoffverbräuche in GJ zu ermitteln. Liegt der Brennstoffeinsatz bereits in

Energieeinheiten vor, lässt sich dieser Wert direkt in das Arbeitsblatt 1 einfügen (siehe Tabelle I-11)⁷⁸. Dabei spielt es keine Rolle, ob der Input bereits in Gigajoule (GJ), in einer der drei Maßeinheiten Kilowattstunden (kWh), Tonnen Steinkohleeinheiten (t SKE), oder Tonnen Öleinheiten (TOE) vorliegt. Hierfür sind die Spalten links von der Spalte A vorgesehen (aus Lesbarkeitsgründen in der Tabelle ausgeblendet). Die Inputmenge wird automatisch in GJ umgerechnet und erscheint in Spalte A. Liegt der Brennstoffeinsatz in Gewichts- bzw. Volumeneinheiten vor, ist dieser mit dem unteren Heizwert umzurechnen. Auch für diese Umrechnung sind separate Spalten links von der Spalte A verfügbar.

Aus den Inputwerten in Spalte A errechnet das Programm mittels der vorgegebenen Emissionsfaktoren der DEHSt in Spalte B die CO₂-Emissionen in Spalte F. In der letzten Zeile von Spalte F werden alle Emissionen der verschiedenen Brennstoffe zur Gesamtemission aufsummiert.

Durch Angabe eines individuellen Emissionsfaktors in Spalte C kann der Benutzer die **Genauigkeit** erhöhen und somit die Genauigkeitsebene 3 erfüllen. Dieser individuelle Wert ersetzt automatisch den von der DEHSt vorgegebenen Emissionsfaktor aus Spalte B. In Spalte E (aus Lesbarkeitsgründen in der Tabelle ausgeblendet) ist der **Oxidationsfaktor** einzutragen. Als Standard wird vom Programm der Wert 1 angenommen, d. h., dass keine Verbrennungsrückstände entstehen, da die von der DEHSt vorgegebenen Emissionsfaktoren bereits die unvollständige Verbrennung berücksichtigen. Nach den *Monitoring-Leitlinien* ist der Oxidationsfaktor jedoch explizit in die Berechnung einzubeziehen und sollte daher bei Verwendung eigener Emissionsfaktoren in Spalte E eingetragen werden. Für feste Brennstoffe beträgt dieser bei Genauigkeitsstufe eins 0,99 und für alle übrigen 0,995. Ist Ebene 2 anzuwenden, ist der Standardwert 1 mit dem tätigkeitsspezifischen Faktor aus der Laboranalyse zu ersetzen.⁷⁹

⁷⁸ Dort befinden sich auch Eingabemöglichkeiten für weitere Brennstoffe, die hier der Übersichtlichkeit halber ausgeblendet wurden.

⁷⁹ Die Bestimmung erfolgt über die Messung der Flugasche im Abgas: Die Menge an Flugasche wird zunächst durch die eingesetzte Brennstoffmenge geteilt und dann mit dem Anteil, den der Kohlenstoff in der Flugasche ausmacht, multipliziert; dies ist der unverbrannte Kohlenstoffanteil. Wenn man diesen Wert von 1 abzieht, erhält man den oben erwähnten Wert für den verbrannten Teil.

Tabelle I-11: Excel-Tool: Arbeitsblatt 1

Ebene nach Monitoring-Leitlinien	Eingabe in Gewichts- oder Volumeneinheiten und eigene Umrechnung in GJ		A	B	C	F
	Brennstoffeinsatz	Unterer Heizwert	Input pro Jahr	Emissionsfaktor DEHST	Individueller Faktor	CO ₂ -Emissionen
		3		2a	3	
	m ³ oder t	GJ/m ³ oder GJ/t	(GJ)	(tCO ₂ /GJ)	(tCO ₂ /GJ)	(tCO ₂)
Brennstoff						
Anthrazit (Kraftwerkeinsatz)	0	0	0	0,095		0,0
Anthrazit (Wärmeerzeugung)	0	0	0	0,098		0,0
Ballast-Steinkohle	0	0	0	0,090		0,0
Braunkohlenkoks Rheinland	0	0	0	0,108		0,0
Braunkohlenstaub Lausitz	0	0	0	0,099		0,0
Braunkohlenstaub Mitteldeutschland	0	0	0	0,094		0,0
Braunkohlenstaub Rheinland	0	0	0	0,098		0,0
Brenntorf	0	0	0	0,098		0,0
Erdgas Altmark	0	0	0	0,056		0,0
Erdgas Altmark (in kWh bezogen auf den unteren Heizwert)	0	0	0	0,056		0,0
Erdgas H Russland	0	0	0	0,055		0,0
Erdgas H Russland (in kWh bezogen auf den unteren Heizwert)	0	0	0	0,055		0,0
Erdgas H Verbund	0	0	0	0,056		0,0
Erdgas H Verbund (in kWh bezogen auf den unteren Heizwert)	0	0	0	0,056		0,0
Erdgas L Niederlande	0	0	0	0,056		0,0
Erdgas L Niederlande (in kWh bezogen auf den unteren Heizwert)	0	0	0	0,056		0,0
Erdölgas	0	0	0	0,058		0,0

Quelle: Fraunhofer ISI

Exkurs: Brandtsche Berechnungsmethode⁸⁰

Wenn der Brennstoffeinsatz in Gewichts- oder Volumeneinheiten vorliegt und der Heizwert bekannt ist, kann die Berechnung auch mittels der **Brandtschen Berechnungsmethode** erfolgen. Diese beruht auf statistischen Zusammenhängen, die sich besonders gut bei festen Brennstoffen belegen lassen.

⁸⁰ Bis zur Fertigstellung dieses Leitfadens gab es noch keine abschließende Entscheidung der DEHSt und Landesbehörden, ob die Brandtsche-Methode für die Erstellung eines Emissionsberichtes anerkannt werden wird. Sie entspricht nicht den Anforderungen der *Monitoring-Leitlinien*.

Die Berechnung sieht wie folgt aus:

$$\text{CO}_2\text{-Emissionen} = \text{Brennstoffeinsatz [t; m}^3\text{; l]} * (A + \text{Heizwert} * B)$$

Dabei sind sowohl die Konstante A als auch der Faktor B vom eingesetzten Brennstoff abhängig. Diese Formel enthält jeweils für alle festen Brennstoffe den gleichen Wert: A=0,2009 und B=0,08697. Auch für alle Heizöle (A=2,50291; B=0,01494) und für Erdgas (A=0,55159; B=0,04463) gilt jeweils ein konstanter Wert.

Beispiel:

30.000 Tonnen Steinkohle mit Heizwert 26,0 GJ/Tonne:

$$\begin{aligned} \text{CO}_2\text{-Emissionen} &= 30.000 t_{\text{SK}} * (0,2009 \text{ tCO}_2/t_{\text{SK}} + 26 \text{ GJ}/t_{\text{SK}} * 0,08697 \text{ tCO}_2/\text{GJ}) \\ &= 73.864 \text{ t CO}_2. \end{aligned}$$

Als Ergänzung zu den Arbeitsblättern 1 und 2 steht im Excel-Tool auch ein Arbeitsblatt für die Berechnung mittels der "Brandtschen Methode" zur Verfügung. Dies kann ebenfalls zur Sensitivitätsberechnung genutzt werden.

Wie werden Emissionen von Fackeln berechnet?

Die *Monitoring*-Leitlinien sehen auch die Quantifizierung der Emissionen von Fackeln vor. Betroffen ist routinemäßiges und betriebsbedingtes Abfackeln (Anfahren, Stillsetzen und Notbetrieb).

Die CO₂-Emissionen aus Fackeln dürften insgesamt vergleichsweise unbedeutend sein, weswegen die Emissionsquantifizierungsvorschriften in den Leitlinien sehr knapp gehalten werden konnten.

Die Berechnung erfolgt grundsätzlich nach der gleichen Berechnungsvorschrift wie für Feuerungsanlagen (**Berechnungsformel s. o.**). Als **Angabe zur Tätigkeit** wird die **Menge der eingesetzten Fackelgase** in m³ zu Grunde gelegt, die für Ebene 1 anhand einer Volumenmessung mit einem maximal zulässigen Unsicherheitsfaktor von weniger als ± 12,5 %, für Ebene 2 mit weniger als ± 7,5 % und für Ebene 3 mit weniger als ± 2,5 % zu bestimmen ist (Fackeln mit einer jährlichen Kohlendioxidemission von über 500 kt dürften eher selten anzutreffen sein.)

Als **Emissionsfaktor** wird für Ebene 1 ein Referenzwert von 0,00785 t CO₂/m³ (zu Standardbedingungen) angesetzt. Dieser ist aus dem Wert für die Verbrennung von Butan als "konservativem Proxywert für Fackelgase" abgeleitet.

Für Ebene 2 ist der Emissionsfaktor gemäß den Anforderungen, die in Anhang I Kapitel 10 der Leitlinien festgelegt sind, aus dem ermittelten Kohlenstoffgehalt der Fackelgase abzuleiten.

Als **Oxidationsfaktor** ist in allen Fällen (Ebene 1 gilt für alle Fackelgrößen) ein Wert von 0,995 anzusetzen.

Wie werden prozessbedingte Emissionen quantifiziert?

Prozessbedingte CO₂-Emissionen fallen vor allem in der Zementklinker-, Kalk-, und Glasproduktion an. In geringem Maße fallen sie auch in anderen Sektoren an wie z. B. der Ziegelindustrie oder auch bei der Rauchgaswäsche in Kraftwerken. In einigen Unternehmen, z. B. aus der Kalkindustrie, werden die CO₂-Emissionen aus dem Rauchgas bereits heute kontinuierlich gemessen, um den Prozess zu steuern.

Bei der Berechnung können Unternehmen entweder die Einsatzmenge mit einem Emissionsfaktor multiplizieren oder die produzierte Menge mit einem entsprechenden Produktionsfaktor multiplizieren. Auch hierfür stehen die genauen Anforderungen in den *Monitoring*-Leitlinien in den entsprechenden tätigkeitsspezifischen Anhängen.

Am Beispiel der CO₂-Emissionen einer vorhandenen Rauchgaswäsche (Entschwefelung) werden hier die beiden zugelassenen Methoden zur Berechnung der prozessbedingten Emissionen der Feuerung erläutert.

Die Emissionen werden nach der Grundformel für Prozessemissionen

CO₂-Emissionen = Tätigkeitsdaten * Emissionsfaktor * Umsetzungsfaktor

berechnet, wobei der Emissionsfaktor aus dem Karbonatinput (Berechnungsmethode A "Karbonate") oder dem Gipsoutput (Berechnungsmethode B "Gips") bestimmt werden kann. Dementsprechend ist als Tätigkeitsdatum entweder die eingesetzte Karbonatmenge oder die Menge erzeugten Gipses heranzuziehen.

Für alle Anlagengrößen respektive Emissionshöhen und Parameter der obigen Gleichung gilt die gleiche Genauigkeitsanforderung gemäß Ebene 1.

Berechnungsmethode A: Karbonate

Bei Anwendung der Karbonatmethode ("A") ist als **Tätigkeitsdatum** die jährlich im Prozess eingesetzte Menge an Trockenkarbonat in Tonnen (t) zu verwenden. Diese ist mit einem maximal zulässigen Unsicherheitsfaktor von weniger als ± 7,5 % je Messvorgang zu bestimmen.

Die **Emissionsfaktoren** entsprechen der stöchiometrischen Umsetzung. Sie betragen

0,440 t CO₂/t CaCO₃ bei Einsatz von Calciumkarbonat bzw.

0,522 t CO₂/t MgCO₃ bei Einsatz von Magnesiumcarbonat.

Allgemein formuliert: Für den Einsatz des Carbonats X_y(CO₃)_z eines Erdalkali- oder Alkalimetalls X ist der

$$\text{Emissionsfaktor} = \frac{[M_{\text{CO}_2}]}{y \cdot [M_x] + z \cdot [M_{\text{CO}_3^{2-}}]}$$

mit

M_x = Molekulargewicht von X [g/mol]

M_{CO_2} = Molekulargewicht von CO₂ = 44 [g/mol]

$M_{\text{CO}_3^{2-}}$ = Molekulargewicht von CO₃²⁻ = 60 [g/mol]

y = Anzahl der X-Atome im Molekül;

= 1 für Erdalkalimetalle

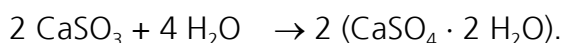
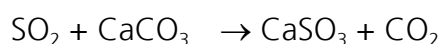
= 2 für Alkalimetalle

z = stöchiometrische Zahl von CO₃²⁻ = 1.

Der anzusetzende **Umsetzungsfaktor** beträgt 1,0 (rechnerisch vollständige stöchiometrische Umsetzung).

Berechnungsmethode B: Gips

Bei Anwendung der "Gipsmethode" ("B") für eine Standardrauchgaswäsche mit Kalkstein als Absorptionsmittel, das zu Gips in Form von Dihydrat führt, gilt:



Als **Tätigkeitsdatum** ist die Menge jährlich erzeugten Trockengipses (CaSO₄ · 2 H₂O) anzusetzen. Diese ist ebenfalls mit einem maximal zulässigen Unsicherheitsfaktor von weniger als ± 7,5 % je Messvorgang zu bestimmen.

Der **Emissionsfaktor** beträgt

0,2558 t CO₂/t (CaSO₄ · 2 H₂O).

Obwohl in den Leitlinien nicht explizit erwähnt, ist davon auszugehen, dass für andere Verfahren der Rauchgaswäsche, auch zur Abscheidung von anderen Schadstoffen wie HF und HCl, der Emissionsfaktor anlagenspezifisch zu bestimmen ist.

Der anzusetzende **Umsetzungsfaktor** beträgt 1,0 (rechnerisch vollständige stöchiometrische Umsetzung).



Hinweis: Die Verwendung von Umsetzungsfaktoren ist bei einer output-basierten Berechnung per Definition eigentlich ausgeschlossen. Die in den Leitlinien vorgegebene Berechnungsweise führt nur deshalb nicht zu fehlerhaften Ergebnissen, weil in allen Fällen mit einem Umsetzungsfaktor von 1 zu rechnen ist. Da die Anlagenbetreiber für die leitlinienkonforme Berichterstattung vermutlich die verwendeten Umsetzungsfaktoren dokumentieren müssen, wurde die Berechnungsformel an dieser Stelle nicht korrigiert. Dem Anwender der Formel muss aber bewusst sein, dass bei Ansatz eines Umsetzungsfaktors < 1 die tatsächlichen Emissionen unterschätzt würden.

Wie werden die prozessbedingte CO₂-Emissionen mit Hilfe des *Excel-Tools* berechnet?

Das *Excel-Tool*, das auf der CD-ROM verfügbar ist, ermöglicht auch die Berechnung der prozessbedingten CO₂-Emissionen gemäß der *Monitoring-Leitlinien*. Im ersten Schritt sind die Stoffmengen in t zu ermitteln. Aus den Inputwerten in Spalte A errechnet das Programm mittels der vorgegebenen Emissionsfaktoren der DEHSt in Spalte B die CO₂-Emissionen in Spalte F (siehe Tabelle I-12). In der letzten Zeile von Spalte F werden alle Emissionen der verschiedenen Stoffe zur Gesamtemission aufsummiert.

Durch Angabe eines individuellen Emissionsfaktors in Spalte C kann der Benutzer die **Genauigkeit** erhöhen und somit die Genauigkeitsebene 3 erfüllen. Dieser individuelle Wert ersetzt automatisch den von der DEHSt vorgegebenen Emissionsfaktor aus Spalte B. In Spalte E (aus Lesbarkeitsgründen in der Tabelle ausgeblendet) ist der **Umsetzungsfaktor** einzutragen. Als Standard wird vom Programm der Wert 1 angenommen, d. h., dass von einer vollständigen Umsetzung ausgegangen wird, wie die von der DEHSt vorgegebenen Emissionsfaktoren. Nach den *Monitoring-Leitlinien* ist der Umsetzungsfaktor jedoch explizit in die Berechnung einzubeziehen und sollte daher bei Verwendung eigener Emissionsfaktoren in Spalte E eingetragen werden.

Tabelle I-12: Excel-Tool: Arbeitsblatt 2 Prozessbedingte Emissionen

	A	B	C	D	F
	Menge	Emissionsfaktor DEHST	Individueller Faktor	Programm rechnet mit Faktor...	CO ₂ -Emission "brutto"
Ebene nach Monitoring- Leitlinien					
	(t Stoff)	(tCO ₂ /t Stoff)	(tCO ₂ /t Stoff)	(tCO ₂ /t Stoff)	(tCO ₂)
Stoff (Rohstoff)					
BaCO ₃	0	0,223		0,223	0,0
CaCO ₃	0	0,440		0,440	0,0
CaCO ₃ xMgCO ₃ (Dolomit)	0	0,477		0,477	0,0
Elektrodenabbrand	0	3,600		3,600	0,0
Ersatzwert für feste Stoffe	0	1,000		1,000	0,0
Ersatzwert für flüssige Stoffe	0	1,000		1,000	0,0
K ₂ CO ₃	0	0,318		0,318	0,0
MgCO ₃	0	0,522		0,522	0,0
Na ₂ CO ₃	0	0,415		0,415	0,0
NaHCO ₃	0	0,419		0,419	0,0
SrCO ₃	0	0,298		0,298	0,0
Stoff (Produkt)					
Ersatzwert für feste Produkte	0	1,000		1,000	0,0
Ersatzwert für flüssige Produkte	0	1,000		1,000	0,0
Produktion von Branntkalk	0	0,785		0,785	0,0
Produktion von Dolomitmalk	0	0,913		0,913	0,0
Produktion von Roheisen	0	1,135		1,135	0,0
Produktion von Zementklinker	0	0,530		0,530	0,0

Quelle: Fraunhofer ISI

Exkurs: Was gilt für die Quantifizierung von indirekten Emissionen durch Strom und Wärme bei JI- und CDM-Projekten?

Die Berechnung von indirekten Emissionen aus dem Strom- und Wärmebezug ist zwar für das EU-Emissionsrechtehandelssystem nicht von Bedeutung, kann jedoch bei *Joint-Implementation-* und *Clean-Development-Mechanism-* Projekten eine Rolle spielen. Wird z. B. eine Stromeinsparmaßnahme umgesetzt, die den Fremdstrombezug reduziert, sind die Emissionsminderungen bei der Stromerzeugung (indirekte Emissionen) zu bestimmen. Daher wird auf die

Quantifizierungs- als auch Zurechnungsfragen bei indirekten Emissionen an dieser Stelle näher eingegangen.

Die Emissionen durch Strom- bzw. Wärmebezüge errechnen sich durch den Strom- bzw. Wärmeverbrauch in Kilowattstunden und den Brennstoffeinsatz bei der Produktion. Die Emissionen pro Kilowattstunde müssen daher vom Stromproduzenten bzw. vom Wärmeproduzenten verfügbar sein.

Speziell bei Strom wird aber die Zurechnung zu einem Brennstoff sehr schwierig sein, da die wenigsten Stromproduzenten nur mit einem Brennstoff arbeiten. Für eine genaue Zurechnung müsste der Zeitpunkt – jahreszeitlicher Verlauf und Uhrzeiten – des eigenen Stromverbrauchs bekannt sein, und der Stromlieferant müsste diese Information vorliegen haben.

In allen Fällen, wo dies nicht möglich ist, muss auf einen Durchschnittswert zurückgegriffen werden. In Deutschland betrug dieser Wert im Jahr 2003 für die öffentliche Stromversorgung etwa 541 g CO₂ pro kWh.

Wird von dem Energieanbieter Strom- und die Wärme gekoppelt produziert (Kraft-Wärme-Kopplung), ist eine Zurechnung der Emissionen zu den einzelnen Produkten notwendig. Hierfür sind mehrere Optionen denkbar: Einerseits nach den jeweiligen Anteilen von Wärme- und Strom-Erzeugung (Beispiel: Es werden jährlich 300 MWh Strom und 200 MWh Wärme erzeugt, also 60 % Strom und 40 % Wärme. Dann werden die Emissionen entsprechend zu 60 % auf die Stromexporte umgelegt und zu 40 % auf die Wärme-Erzeugung.)

Alternativ kann man danach rechnen, ob die Verbrennungsmenge (Last) sich an der benötigten/nachgefragten Stromproduktion (stromgeführte Erzeugung) orientiert und man die Wärmeproduktion als "Kuppelprodukt" ansieht oder umgekehrt. Bei einer wärmegeführten Erzeugung wird die Stromproduktion als Kuppelprodukt angesehen. Dann kann angenommen werden, dass die Stromproduktion "gratis" erfolgt. Es werden nur die durch den Stromexport eingesparten Brennstoffe an einem anderen Ort berechnet.

Berechnungstool:

Im Original des *GHG Protocol Excel-Tools* zur Berechnung der Emissionen aus stationärer Verbrennung sind auch Arbeitsblätter zur Berechnung der indirekten Emissionen aus Bezügen an Strom und Wärme enthalten. Die Zurechnung erfolgt dort entweder proportional zum Energiegehalt oder proportional zu den Erlösen aus dem Verkauf von Strom und von Wärme. Dieses Tool kann komplett unter *Stationary Combustion Guidelines* bezogen werden: <http://www.ghgprotocol.org/standard/tools.htm>.

Wie werden Unsicherheiten behandelt?

Nahezu alle Erhebungen von Emissionsdaten sind mit Ungenauigkeiten verbunden – sei es, weil Daten nicht genau messbar sind, weil sie aus verschiedenen Gründen nicht erhoben wurden oder weil aus pragmatischen Gründen mit durchschnittlichen Umrechnungsfaktoren gearbeitet wird.

Die allgemeinen Leitlinien der *Monitoring*-Leitlinien (Anhang I) enthalten die Aufforderung an den Betreiber, die Unsicherheiten in Bezug auf die Emissionsdaten mit Verfahren zur Qualitätssicherung und -kontrolle so weit wie möglich zu verringern. Im Rahmen der Verifizierung wird von den Verifizierern neben der korrekten Anwendung des genehmigten *Monitoring*-Konzepts auch der Umgang mit bzw. die Reduzierung der Unsicherheiten durch das vom Betreiber angewandte Verfahren zur Qualitätssicherung und -kontrolle beurteilt.

Die **zulässige Unsicherheit** wird laut der *Monitoring*-Leitlinien als **Konfidenzintervall von 95 %** rund um den gemessenen Wert ausgedrückt, z. B. bei der Beschreibung der für das Ebenenkonzept verwendeten Messgeräte oder der Genauigkeit eines kontinuierlichen Messsystems.

Im Zuge der Genehmigung des *Monitoring*-Konzepts billigt die zuständige Behörde gleichzeitig auch die Unsicherheiten, die aus der korrekten Anwendung der genehmigten Überwachungsmethode entstehen.

Auch in den jährlichen Emissionsberichten hat der Betreiber die zugrunde gelegten **Ebenenkombinationen** anzugeben. Dies gilt als die Meldung von Unsicherheiten und folglich werden bei der Quantifizierung der Emissionen auf Basis der vorgegebenen Berechnungsmethoden **keine weiteren Anforderungen** in Bezug auf die Meldung von **Unsicherheiten** gestellt (*Monitoring*-Leitlinien Anhang I Kapitel 4.3.1). Erfolgt die Emissionsquantifizierung hingegen auf Basis einer kontinuierlichen Messmethode sind nähere Angaben über die Unsicherheiten zu machen (siehe ML Anhang I Kapitel 4.3.2).

!

Wie werden Gesamtunsicherheiten von Rechenergebnissen geschätzt?

Bei einer Emissionsquantifizierung, die sich durch Multiplikation zweier unsicherer Werte errechnet, gilt für die Gesamtunsicherheit c folgende Formel:

$$c = \sqrt{(a^2 + b^2)}$$

wobei a und b je Einzelunsicherheiten darstellen.

Beispiel: Die gesamte CO₂-Emission errechnet sich durch die Multiplikation aus Brennstoffeinsatzmenge (Unsicherheit von etwa +/- 3%) mit einem Umrechnungsfaktor (Unsicherheit etwa +/- 4%). Wie hoch ist dann die Gesamt-Unsicherheit der Emissionsmenge?

Sie beträgt $\sqrt{(3^2 + 4^2)} = \sqrt{(9 + 16)} = \sqrt{25} = \text{ca. } + / - 5 \%$

Wie sind typische Werte für Gesamtunsicherheiten?

In den *Monitoring*-Leitlinien werden für die zuständigen Behörden Anhaltswerte für die Gesamtunsicherheiten gegeben, die in der Regel mit der Bestimmung von Emissionen aus Anlagen mit unterschiedlichem Emissionsniveau verbunden sind (siehe *Monitoring*-Leitlinien Kapitel 4.3.1 und 4.3.3). Diese Informationen sind rein als Hintergrundinformationen gedacht und haben keine weitere Bedeutung.

Tabelle I-13: Gesamtunsicherheiten für einzelne Brennstoff- oder Materialströme unterschiedlicher Größenordnung bezüglich der Bestimmung von CO₂-Emissionen aus Anlagen oder Tätigkeiten innerhalb einer Anlage

Beschreibung	Beispiele	E: CO ₂ -Emissionen in kt pro Jahr		
		E > 500	100 < E < 500	E < 100
Gasförmige und flüssige Brennstoffe gleicher Qualität	Erdgas	2,5 %	3,5 %	5 %
Gasförmige und flüssige Brennstoffe unterschiedlicher Zusammensetzung	Gasöl, Gichtgas	3,5 %	5 %	10 %
Feste Brennstoffe unterschiedlicher Zusammensetzung	Kohle	3 %	5 %	10 %
Feste Brennstoffe sehr unterschiedlicher Zusammensetzung	Abfall	5 %	10 %	12,5 %
Prozessemissionen aus festen Rohstoffen	Kalstein, Dolomit	5 %	7,5 %	10 %

Quelle: *Monitoring*-Leitlinien Tabelle 3, S. 17.

Wie erfolgt die Datenverwaltung?

Die Betreiber müssen vor Beginn des Berichtszeitraums ein effektives Datenverwaltungssystem einrichten (siehe Anhang I Kapitel 7 in den *Monitoring-Leitlinien*), das sie dokumentieren und pflegen. Darin müssen sämtliche für den Emissionsbericht und das *Monitoring* relevanten Angaben gespeichert werden, wie z. B. auch die Dokumentation des Verfahrens zur Erhebung der Tätigkeitsdaten etc. Es umfasst somit die Datenerfassung und eine Beschreibung der Erhebungsverfahren, wie sie im *Monitoring*-Konzept vorzunehmen sind (siehe Anhang I Kapitel 6 -10 der *Monitoring-Leitlinien*).

Für die Erfassung der CO₂-Emissionen eines Unternehmens stehen verschiedene **Softwarelösungen** zur Verfügung. Sie bieten den Vorteil, dass sie die Datenerfassung standardisieren und somit dem Unternehmen den Aufwand für die Berichterstattung erheblich erleichtern, da diese meist über eine Formatvorlage, die direkt mit der Software verknüpft ist, einen Entwurf für den Emissionsbericht erzeugen kann.

Mit welchem Aufwand ein Anlagenbetreiber bzw. Unternehmen die Datenerfassung betreibt, hängt vor allem auch davon ab, inwiefern der Emissionshandel für das Unternehmen relevant ist. Hat das Unternehmen entschieden, welches Unternehmensrisiko der Emissionshandel für es darstellt, kann es auf dieser Basis entscheiden, ob es eher ein passives Emissionsmanagement oder eher eine aktive Teilnahme am Emissionshandel wählt. Eine Analyse der gesamten jährlichen CO₂-Emissionen und eine Abschätzung des finanziellen Risikos einer Untererfüllung sollten dabei als Entscheidungsgrundlage für das Unternehmensrisiko dienen.⁸¹

Auf Basis dieser Entscheidung sollte dann die Wahl der Software getroffen werden. Für ein eher passives Emissionsmanagement, das wahrscheinlich für die Mehrzahl der unter das TEHG fallenden Anlagen relevant sein wird, reicht meist eine einfache Softwarelösung, beispielsweise auf MS Excel-Basis. Das im Rahmen dieses Leitfadens angewandte *Excel-Tool* stellt so eine einfache Lösung dar und basiert im Wesentlichen auf der *GHG Protocol Initiative*. Auch das kostenfreie Europäische *Monitoring*-System (EuMoS) stellt eine Alternative dar: <http://www.eumos.de/>, das im Auftrag der Vereinigung der Bayerischen Wirtschaft ([vbw](#)) und des Bayerische Staatsministerium für Umwelt, Gesundheit und Verbraucherschutz ([StMUGV](#)) entwickelt wurde.

Als Unterstützung für Kauf- und Verkaufsentscheidungen werden neben den Emissionsdaten auch die Menge an Zertifikaten (unterteilt in zugeteilte und

⁸¹ Der "Leitfaden Zertifikatehandel", der von der Initiative co₂ncept entwickelt wurde, erläutert die Ableitung einer geeigneten Emissionshandelsstrategie.
<http://www.co2ncept.net>

erworbene) im *Excel-Tool* verwaltet (siehe Monatsübersicht). So kann ein Überblick über die potenziellen Überschüsse oder Unterdeckungen von Emissionsberechtigungen gewonnen werden.

Hat der Emissionshandel für das Unternehmen eine große Bedeutung, stehen wesentlich komplexere Erfassungssysteme zur Verfügung, die beispielsweise von Softwareentwicklern wie SAPxEM oder Seven2one angeboten werden. Sie bieten den Vorteil, dass sie direkt mit anderen betrieblichen Datenbanken verknüpft werden können und somit die Datenerhebung, Emissionsprognose und interne Kommunikation erleichtern.

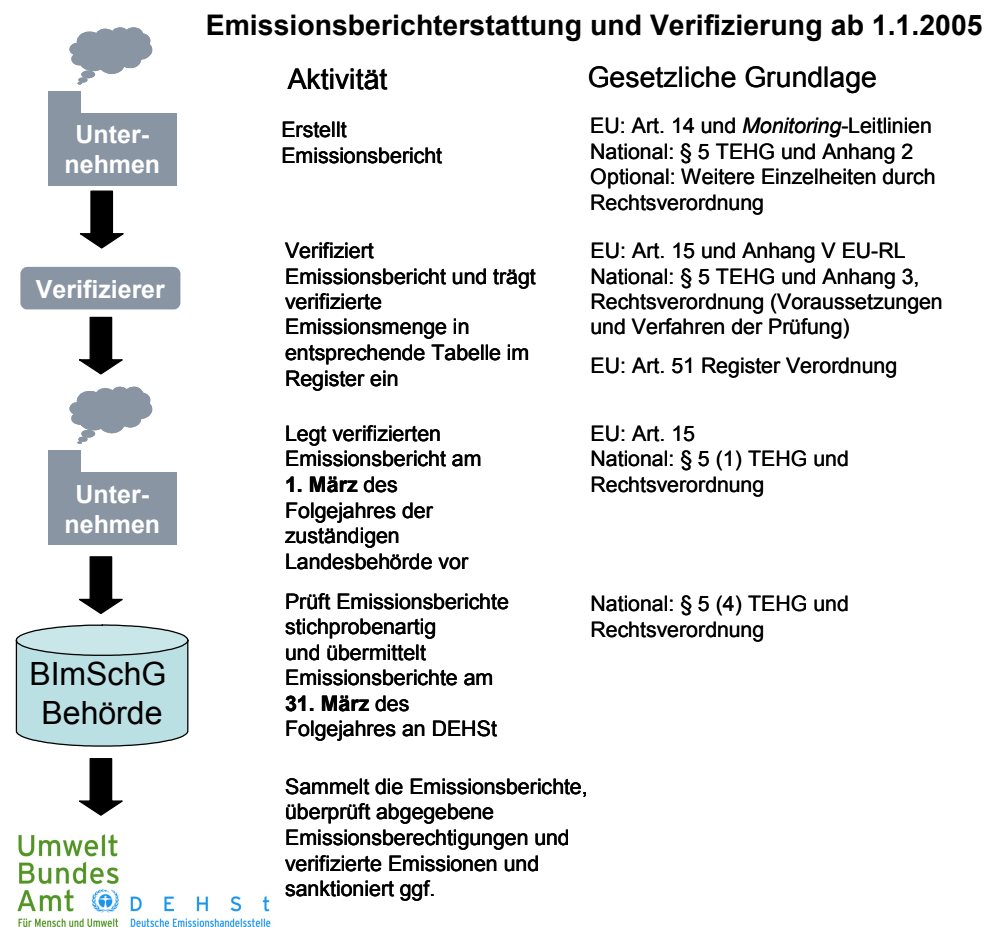
Fünfter Schritt: Emissionsbericht

In Anhang 2 Teil II des TEHG und in Kapitel 5 der allgemeinen Leitlinien (Anhang I *Monitoring*-Leitlinien) wird auf den Inhalt des Emissionsberichts eingegangen. In Kapitel 11 der allgemeinen Leitlinien wird das Berichtsformat – in Form von Excel-Tabellen – vorgegeben, in welchem die Meldung der Daten zu erfolgen hat. Es ist davon auszugehen, dass im Verlauf des Jahres 2005 die zu nutzenden Berichterstattungsformate und Überlieferungsprozesse von den BImSchG-Behörden bzw. der DEHSt genauer spezifiziert werden, weswegen im vorliegenden Leitfaden hierauf nicht abschließend eingegangen werden kann. Es ist dabei nicht auszuschließen, dass sich diese an den elektronischen Übermittlungsstrukturen des Zuteilungsverfahrens (siehe Kapitel I.1.2.7) orientieren werden. Hier ist eine Einigung der Länder mit dem Bund notwendig, da die Emissionsberichterstattung der Unternehmen erst an die Länder erfolgt und diese die Daten dann an die DEHSt weiterleiten. Unternehmen sollten daher bei der Wahl ihres Datenerfassungssystems darauf achten, dass es möglichst flexibel in der Datenaufbereitung und dem Import in andere Systeme ist.

Wie läuft die Berichterstattung ab?

Was die Berichtszeiträume betrifft, schreibt die EU-Emissionshandelsrichtlinie und das TEHG eine **jährliche** Berichtspflicht vor. Für die Entgegennahme des Emissionsberichts sind die Behörden der einzelnen Bundesländer zuständig. Daher gilt als Abgabefrist für die Betreiber der 1. März des Folgejahres. Die BImSchG-Behörde hat daraufhin bis zum 31. März die Emissionsberichte an die DEHSt weiterzuleiten (siehe Abbildung I-17).

Abbildung I-17: Emissionsberichterstattung und Verifizierung



Quelle: Fraunhofer ISI auf Basis des TEHG, der *Monitoring*-Leitlinien und der EU-Emissionshandelsrichtlinie.

Was muss berichtet werden?

Bereits in Anhang 2 Teil II des TEHG ist vorgegeben, welche Daten der vom Betreiber vorzulegende Emissionsbericht enthalten muss. Es sind dies v. a. Anlagedaten einschließlich Name, Anschrift, Beschreibung der Tätigkeiten, Angaben zu Ansprechpartnern und Besitzverhältnissen sowie Angaben zu Vorgehensweise und Ergebnis der Emissionsberechnung oder -messung.

Um zu erreichen, dass die gemeldeten Emissionsdaten mit denen übereinstimmen, die gemäß Klimarahmenkonvention oder im Rahmen des Europäischen Schadstoffemissionsregisters (EPER) gemeldet werden, sind alle in einer Anlage durchgeführten Tätigkeiten mit den (in Kapitel 12 der *Monitoring*-Leitlinien aufgelisteten) Codes der entsprechenden Berichterstattungssysteme zu kennzeichnen. Diese Codes sind im Anhang H aufgelistet.

Nach den *Monitoring*-Leitlinien sind im Falle der Berechnung der Emissionen folgende vier Tabellenblätter gesondert auszufüllen (siehe *Excel-Tool*):

- Anlagedaten
- Übersicht - Tätigkeiten und Emissionen innerhalb einer Anlage
- Emissionen aus der Verbrennung (Berechnung)
- Prozessemissionen (Berechnung)

Eine genaue Beschreibung der Angaben, die der Emissionsbericht vorweisen muss, erfolgt in Kapitel I.3 am Beispiel der Stadtwerke Karlsruhe.

Was passiert, wenn der Emissionsbericht nicht den Anforderungen entspricht?

Liegt der BImSchG-Behörde nicht bis zum 1. März – bzw. der DEHSt nicht bis zum 31. März – des Folgejahres ein regelkonformer Emissionsbericht vor, verliert der Betreiber das Recht, Emissionsberechtigungen zu verkaufen. Zudem wird eine Schätzung der Emissionen vorgenommen (§ 18 Abs. 2 TEHG), die dann als Basis für die Rückgabe der Emissionsberechtigungen und ggf. Sanktionierung dient. Die Kontosperrung wird aufgehoben, sobald der Verantwortliche der DEHSt einen regelkonformen Emissionsbericht vorgelegt hat oder die Emissionen geschätzt worden sind.

Sechster Schritt: Verifizierung des Emissionsberichts

Warum verifizieren?

Unter Verifizierung versteht man die Überprüfung, ob die von einem Unternehmen berichteten Daten gemäß einer nachvollziehbaren Methode ermittelt und bewertet wurden, und ob diese unter dem Gesichtspunkt der Wesentlichkeit (siehe Begriffsbestimmung in Kapitel I.2.1) vollständig, genau und konsistent sind. Die unabhängige Verifizierung der Treibhausgasdaten der unter das TEHG fallenden Unternehmen ist für die Glaubwürdigkeit des Systems von großer Bedeutung. Die EU-Emissionshandelsrichtlinie und somit auch das TEHG sehen daher eine jährliche Prüfung der Emissionsdaten und damit verbunden

auch eine Prüfung der Einhaltung des in der Genehmigung vereinbarten *Monitoring*-Konzepts gemeinsam mit der Verifizierung des Emissionsberichts durch eine unabhängige Institution vor. Diese unabhängige Institution, hier Verifizierer genannt, kann vom Betreiber ausgesucht werden, wobei darauf zu achten ist, dass der Verifizierer von der Landesbehörde für die Prüfung des Emissionsberichtes anerkannt ist (Art. 15, RL bzw. § 5 Abs. 3 TEHG).

Wer kann Emissionsberichte verifizieren?

Verifizierungen sollten nur von solchen Unternehmen wahrgenommen werden, die unabhängig vom zu prüfenden Betreiber sind und ihre Aufgabe professionell und objektiv ausführen. Detaillierte Vorschriften für die Anforderungen an die Verifizierer ebenso wie Zulassungsbedingungen (Akkreditierung) sind nicht verabschiedet worden. Laut Anhang 4 des TEHG sollten Verifizierer vor allem mit folgenden Dingen vertraut sein:

- (a) den Anforderungen des TEHG und der *Monitoring*-Leitlinien,
- (b) den Rechts- und Verwaltungsvorschriften, die für die zu prüfenden Tätigkeiten von Belang sind, und
- (c) dem Zustandekommen aller Informationen über die einzelnen Emissionsquellen einer Anlage, insbesondere im Hinblick auf Sammlung, messtechnische Erhebung, Berechnung und Übermittlung von Daten.

Es ist zu beachten, dass zwischen der **Prüfung der Zuteilungsanträge und der Prüfung des Emissionsberichts** zu **unterscheiden** ist: Sachverständige für das Zuteilungsverfahren können, müssen aber nicht mit den Sachverständigen für die Prüfung der Emissionsberichte übereinstimmen. Für letztere Zulassung sind die BImSchG-Behörden (Landesvollzug), für ersteres die DEHSt zuständig (Bundesvollzug). Zuständige Behörde für die Bekanntgabe der sachverständigen Stellen in Niedersachsen ist beispielsweise das Gewerbeaufsichtsamt Hildesheim und in Baden-Württemberg wird es aller Voraussicht nach das Umweltministerium Baden-Württemberg sein. Eine Liste der Sachverständigen sollte von den zuständigen BImSchG-Behörden abzurufen sein.

Folgende Gruppen sind für die **Verifizierung der Emissionsberichte** zugelassen und brauchen keine weitere Zulassung (siehe § 5 Abs. 3 TEHG) als Verifizierer für Emissionsberichte:

- **Umweltgutachter und Umweltgutachterorganisationen**, die über eine Zulassung nach dem Umweltauditgesetz verfügen,
- **Sachverständige nach § 36 (1) der Gewerbeverordnung (GewO).**



Die Verifizierer sind meist nur für bestimmte Sektoren und Bereiche zugelassen. Dies sollte bei der Wahl beachtet werden. Haftungsfragen bzgl. der Prüfungsgesellschaft sollten vertraglich geregelt sein. Außerdem werden voraussichtlich neben der privatwirtschaftlichen Verifizierung auch stichprobenartige staatliche Überprüfungen (DEHSt und/oder Landesbehörde) vorgenommen, damit auch eine Kontrolle der Verifizierer gewährleistet ist (§ 5 Abs. 4 TEHG).

Welche Anforderungen gelten für die Verifizierung?

Derzeit existieren in Deutschland zwar Prüfungsrichtlinien zur Verifizierung von Zuteilungsanträgen und ein Format für den Prüfbericht, die von der DEHSt herausgegeben worden sind. Anleitungen für die Prüfung der Emissionsberichte liegen jedoch nicht vor. Es ist wahrscheinlich, dass die Prüfungsanforderungen für Emissionsberichte strenger sein werden als für die Zuteilung, da weniger Zeitdruck vorliegt und es um die Erfassung aktueller Daten geht, für die eine höhere Genauigkeit im Vergleich zu historischen Daten in der Zuteilung zu erwarten ist.

Auf verschiedenen Ebenen wird derzeit an der Entwicklung für einheitliche Verifizierungsstandards gearbeitet. So hat die *International Emissions Trading Association (IETA)* verschiedene Arbeitsgruppen gebildet, die sich u. a. auch mit der Akkreditierung von Verifizierern beschäftigen, aber auch einen Verifizierungsstandard – auf Basis des niederländischen Verifizierungsprotokolls – und Trainingskonzepte entwickeln.⁸² Auch auf ISO-Ebene wird an einem Verifizierungs- und Akkreditierungsstandard (**ISO 14064**) für Treibhausgasberichte gearbeitet⁸³. Letztlich stellt sich die Frage, welche(r) der Standards von den einzelnen Mitgliedsländern gewählt wird/werden, oder ob eine informelle Einigung auf einen Standard erfolgt.

⁸² Siehe IETA *Verification Working Group: "Recommendation report to the European Commission: - Guidelines for an accredited verification system of the greenhouse gas emissions within the EU Emissions Trading Scheme"*, Geneva 2004.

⁸³ Neben dem bereits als Entwurf vorliegendem Standard 14064-3 "*Greenhouse gases – Part 3 – Specification and guidance for validation and verification*" wird derzeit an einem neuen Standard gearbeitet, der die Anforderungen an Validierungs- und Verifizierungsorgane beschreibt und als Akkreditierungsbasis genutzt werden kann.

Welche Grundsätze gelten für die Verifizierung?

Aus Sicht des Gesetzgebers ist es notwendig, dass die zum Emissionsrechtehandel verpflichteten Anlagenbetreiber ihre Treibhausgasdaten anhand einheitlicher und für alle Handelspartner verbindliche Regeln erheben. Der Verifizierer hat die Aufgabe, die Vollständigkeit, Zuverlässigkeit, Glaubwürdigkeit und Genauigkeit des *Monitoring*-Konzepts sowie der übermittelten Daten und Angaben zu den Emissionen (Emissionsbericht) zu prüfen. Dazu gehören laut TEHG insbesondere (siehe Anhang 3):

- (a) die übermittelten Tätigkeitsdaten (z. B. Brennstoffeinsatz) und damit verbundenen Messungen sowie die Berechnungen,
- (b) Wahl und Anwendung der Emissionsfaktoren,
- (c) Berechnungen für die Bestimmung der Gesamtemissionen und
- (d) bei Messungen die Angemessenheit der Wahl und Anwendung der Messverfahren.

Ein hoher Zuverlässigkeitsgrad verlangt vom Betreiber den Nachweis, dass:

- (a) die übermittelten Daten stimmig sind,
- (b) die Erhebung der Daten in Einklang mit geltenden wissenschaftlichen Standards erfolgt ist und
- (c) die einschlägigen Angaben über die Anlage vollständig und stimmig sind.

Hierzu wird insbesondere bei der Erstprüfung ein Vor-Ort-Besuch und eine Anlagenbesichtigung notwendig sein, um prüfen zu können, ob bzw. wo welche Daten erfasst werden. Im Rahmen des Vor-Ort-Termins wird darüber hinaus geprüft werden, ob geeignete Messsysteme vorhanden sind und die Dokumentation und Archivierung der Informationen gewährleistet ist. Nach TEHG (Anhang 3) steht den Verifizieren der Zugang zu allen Standorten und allen Informationen, die Gegenstand der Prüfung sind, zu.

Wie läuft eine Verifizierung des Emissionsberichts ab?

Die Verifizierung erfolgt unter dem Gesichtspunkt der Wesentlichkeit, d. h., inwieweit sind durch die Prüfung nicht aufgedeckte Fehler in der Lage, das Gesamtergebnis wesentlich zu beeinflussen bzw. zu verfälschen. Toleranzschwellen im Sinne der Frage, wie genau die Erfassung der Daten zu sein hat (tolerierbare Fehlertoleranzen), werden dabei mit 5 % angegeben, so dass der

Aspekt Richtigkeit innerhalb der Prüfung auf dieses geforderte Maß an "Genauigkeit" bezogen werden sollte.

Bei der Prüfung können nach Anhang 3 des TEHG im Wesentlichen drei Prüfverfahren unterschieden werden:

In einer **strategischen Analyse** wird festgestellt, welche Geschäftsbereiche und Anlagen welche Treibhausgase emittieren und welche Systemgrenzen dabei gewählt wurden. Insbesondere wird hier das unternehmensinterne System zur Datenerfassung analysiert. Der Verifizierer soll dabei einen Überblick über alle Tätigkeiten und ihre Bedeutung für die Gesamtemissionen erlangen.

Bei der **Prozessanalyse** führt der Verifizierer Stichproben – auch vor Ort – durch und ermittelt die Zuverlässigkeit der übermittelten Daten und Informationen.

Letztlich erfolgt eine **Risikoanalyse**, bei der alle Quellen von Treibhausgasemissionen in der Anlage einer Bewertung – in Form von Detailprüfungen – im Hinblick auf die Zuverlässigkeit der Daten unterzogen werden. Das heißt, besonders Quellen mit hohem Fehlerrisiko und andere Aspekte des Überwachungs- und Berichterstattungsverfahrens, die zu Fehlern bei der Bestimmung der Gesamtemissionen führen können, werden ermittelt. Hier sind insbesondere die Wahl der Emissionsfaktoren und die Berechnungen zur Bestimmung der Emissionen einzelner Emissionsquellen zu nennen.

Der **Prüfbericht** enthält die Bewertung des Verifizierers über die berichteten Emissionsdaten des Betreibers. Eine zufrieden stellende Erklärung kann nur dann abgegeben werden, wenn der Verifizierer zu der Ansicht gelangt ist, dass keine wesentlichen falschen Angaben zu den Gesamtemissionen gemacht wurden.

Auf folgende Aspekte wird sich der Bericht konzentrieren:

- Vollständigkeit der berichtsrelevanten Daten innerhalb der Erfassungsgrenzen;
- Richtigkeit in Bezug auf das vom Emissionsrechtehandelssystem geforderte Maß an Genauigkeit der Daten (unabhängig davon, ob Emissionsdaten aus Berechnungen oder Messungen hervor gegangen sind);
- Konsistenz der berichteten Daten.

Folgende **Beispiele** sollen illustrieren, wann eine Nichterfüllung der Anforderungen der *Monitoring*-Leitlinien eintreten kann und daher kein zufriedenstellender Prüfbericht erteilt werden kann:

- (1) Die installierten Gaszähler entsprechen nicht den in den *Monitoring*-Leitlinien geforderten Genauigkeitsanforderungen.
- (2) Die Kalibrierung der Zähler ist unzureichend, wobei die Zähler bei entsprechender Kalibrierung den Genauigkeitsanforderungen nachkommen würden.

Sind EMAS oder ISO 14001 für die Emissionsquantifizierung ausreichend?

Im Rahmen des Umweltmanagements und von Umweltbetriebsprüfungen wie EMAS (*Eco-Management and Audit Scheme*) und ISO 14001 existieren mittlerweile etablierte Systeme zur Erfassung von Emissionen im Unternehmen und zur Zulassung von Umweltgutachtern und Zertifizierungsgesellschaften. Daher wird in der EU-Emissionshandelsrichtlinie gefordert, dass die Verifizierer berücksichtigen, ob eine Anlage bereits im Rahmen von EMAS oder ISO 14001 registriert ist.

Ein gut funktionierendes Managementsystem erhöht dabei die Zuverlässigkeit und Glaubwürdigkeit der Daten, besonders wenn die Handhabung CO₂-relevanter Daten bereits integriert ist. Daher werden ISO und EMAS zertifizierte Unternehmen bei der Erfüllung der Treibhausgasberichtspflichten voraussichtlich Vorteile bzw. geringere Kosten haben. Sowohl EMAS- als auch ISO 14001-Systeme sind jedoch für die Erfassung von Treibhausgasen nicht spezifisch genug und können daher die Anforderungen des TEHG nicht erfüllen.

Wann sollte die Verifizierung stattfinden?

Wie oben beschrieben sind die zeitlichen Anforderungen sehr streng und der verifizierte Emissionsbericht ist spätestens am 1. März jedes Jahres der zuständigen BlmSchG-Landesbehörde vorzulegen. Jeder Anlagenbetreiber hat dabei die freie Wahl, wann er seine Daten verifizieren lässt. Doch um den Zeitdruck der Verifizierung am Jahresanfang zu mildern, wäre es aus Unternehmenssicht zu überlegen, ob ein Teil der ohnehin notwendigen Verifizierung bereits im vierten Quartal des Vorjahres stattfindet. Auch die Prüfungen der Anforderungen des *Monitoring*-Konzepts und des Datenerhebungsverfahrens können schon im Vorfeld erfolgen. Eine vorherige Verifizierung hat den Vorteil, dass

die endgültige Verifizierung der Daten des Vorjahres später mit geringem Aufwand erfolgen kann, vorausgesetzt, das System und die Daten sind vertrauenswürdig. Daher ist es ratsam, bereits im Vorfeld mit den geeigneten Verifizierern Kontakt aufzunehmen und einen Preisvergleich vorzunehmen, so lange der zeitliche Druck noch nicht so groß ist.

Siebter Schritt: Emissionsprognosen

Im Rahmen der Emissionsprognose wird ermittelt, welche Emissionen in Abhängigkeit der prognostizierten Produktionsmengen und der eingesetzten Technik zu erwarten sind. Folgende Faktoren wirken sich auf die zukünftige Emissionsentwicklung aus und sollten bei der Prognose berücksichtigt werden:

Ökonomisches Wachstum: Dieses spiegelt sich in den prognostizierten Produktionsmengen wider. Die Veränderung der CO₂-Emissionen lässt sich dabei durch die Auswirkungen auf den Energiebedarf abschätzen.

Veränderungen der Unternehmensstruktur: Ausgliederungen und Zukäufe von Geschäftsbereichen sollten berücksichtigt werden, wobei dabei vor allem auch die Stilllegungs- und Neuemittenten-Regelungen einbezogen werden sollten.

Wetter: Handelt es sich um die Anlage eines Energieversorgers, sind Wittereinflüsse nicht zu vernachlässigen, da sie eine erhebliche Auswirkung auf die Kapazitätsauslastung und damit die CO₂-Emissionen haben können.

Die Informationen aus der Emissionsprognose dienen als Grundlage, den Bedarf bzw. Überschuss an Berechtigungen und die resultierenden finanziellen Belastungen abzuschätzen sowie mögliche Maßnahmen zur Emissionsminderung in der Zukunft zu identifizieren. Bei der konkreten Abschätzung zukünftiger Emissionen können ein "autonomer" technischer Fortschritt und die oben angeführten Einflüsse auf die Emissionshöhe, deren Ursachen nicht in der Durchführung gezielter Minderungsmaßnahmen liegen (z. B. Investition in neue Produktionsanlagen, die nebenbei auch noch energieeffizienter sind), berücksichtigt werden (*Business-as-Usual*-Entwicklung).

Hierzu steht im *Excel-Tool* das Arbeitsblatt "Prognosen" zur Verfügung. Darin können die aktuellen Emissionen, die in Schritt 4 ermittelt wurden, eingegeben werden. Die Gesamtemissionen werden dann automatisch durch die aktuelle Produktionsmenge geteilt. Es wird damit ein Faktor "Emissionen pro Produktionsmenge" errechnet.

Für homogene Produkte ist diese Vorgehensweise einfach anzuwenden. Bei komplexen Produkten ist sie mit einem höheren Aufwand verbunden. Daher sollte der Benutzer ggf. eigene Methoden verwenden.

Der Faktor "Emissionen pro Produktionsmenge" wird automatisch vom Programm für die Folgejahre um jeweils 0,5 Prozent reduziert, um Effizienzverbesserungen durch allgemeinen technischen Fortschritt zu berücksichtigen.

Für jedes Folgejahr wird dann der jeweilige Faktor automatisch mit der Produktionsprognose multipliziert. Das ergibt die Prognose für die Emissionen in den Folgejahren unter der Annahme, dass *Business-as-Usual*-Effizienzverbesserungen auftreten.

Findet der technische Fortschritt in "Sprüngen" statt, so kann auch für jedes Jahr, in dem es keine wesentlichen Verbesserungen gibt, manuell der gleiche Faktor "Emissionen pro Produktionsmenge" wie für die Jahre zuvor eingegeben werden. Auch für die oben beschriebenen anderen Einflussfaktoren sind manuelle Änderungen vorzunehmen.

In den Jahren, in denen aufgrund einer regulären Investition nach dem Investitionszyklus (*Business-as-Usual*-Investition) sprunghafte Emissionsminderungen zu erwarten sind (z. B. durch Ersatz einer Altanlage), werden in den Zeilen mit den Brennstoff-Emissionen die jeweils neuen Emissionsmengen eingegeben. Es müssen dann die Emissionen der anderen Brennstoffe ebenfalls eingegeben werden, weil für das entsprechende Jahr das Programm die Gesamtemissionen aus den Einzelemissionen entsprechend addiert. Die folgende Abbildung des Arbeitsblatts "Prognosen" illustriert dies.

Tabelle I-14: Excel-Tool: Arbeitsblatt „Prognosen“

		Emissionen im Basisjahr (z. B. 2004)	2005	2006	2007	2008	2009
Zeilen-nr.	Energiebedingte Emissionen	(t CO ₂)	(t CO ₂)	(t CO ₂)	(t CO ₂)	(t CO ₂)	(t CO ₂)
1	Anthrazit	20	0	0	0	0	0
2	Braunkohle	34	0	0	0	0	0
3	Erdgas	0	0	0	0	0	0
4	Heizöl	0	0	0	0	0	0
10	Energiebedingte Gesamtemissionen übernommen aus Arbeitsblatt 1	0,0					
11	Energiebedingte Gesamtemissionen	54,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
12	Produktionsmenge	10,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
13	Emissionsintensität	5,400	5,373	5,346	5,319	5,293	5,266
14	Vorgegebene jährliche Veränderung der Intensität in %	0,50					
Zeilen-nr.	Prozessbedingte Emissionen	(t CO ₂)	(t CO ₂)	(t CO ₂)	(t CO ₂)	(t CO ₂)	(t CO ₂)
15	Prozessbedingte Emissionen	777	0	0	0	0	0
16	Prozessbedingte Gesamtemissionen übernommen aus Arbeitsblatt 2	0,0					
17	Prozessbedingte Gesamtemissionen	777,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
18	Produktionsmenge	10,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
19	Emissionsintensität der Produktion	77,700	77,700	77,700	77,700	77,700	77,700
20	Vorgegebene jährliche Veränderung der Intensität in %	0,00					
Zeilen-nr.	Total	(t CO ₂)	(t CO ₂)	(t CO ₂)	(t CO ₂)	(t CO ₂)	(t CO ₂)
21	Gesamtemissionen	831,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Anmerkung:

Zur besseren Übersichtlichkeit wurden die Jahre 2010 - 2017 ausgeblendet. Für Basisjahr-Emissionen und Produktionsmenge wurden beliebige Werte eingesetzt.

Quelle: Fraunhofer ISI

Was ist bei der Prognose zu beachten?

Bei der Prognose ist zu beachten, inwiefern zukünftige Investitionen, die zu einer Verringerung der Treibhausgasemissionen führen, in die *Business as Usual*-Entwicklung bereits einkalkuliert sind, da diese für spätere Minderungsmaßnahmen nicht mehr zur Verfügung stehen (siehe Kapitel I.2.2 und I.2.3). Von besonderer Bedeutung sind dabei Investitionen, die durch rationelle Energienutzung zu einer Verringerung des Energieverbrauchs führen. Diese Investitionen lassen sich prinzipiell unterscheiden in Maßnahmen, die primär der rationellen Energienutzung/Reduzierung von THG-Emissionen dienen (z. B. Wärmerückgewinnung, Wirkungsgradverbesserung, Brennstoffsubstitution), und in Maßnahmen, bei denen rationelle Energienutzung/Reduzierung von Emissionen eher einen positiven Nebeneffekt darstellen (z. B. sind neue Maschinen in der Regel automatisch energieeffizienter). Letztere Maßnahmen sollten in der *Business-as-Usual*-Entwicklung berücksichtigt werden. Insbesondere sollten energieintensiv produzierende Unternehmen, beispielsweise der Strom- und Wärmeversorgung, ohnehin geplante Investitionen im Kerngeschäftsfeld – wie oben als Unternehmensentwicklung beschrieben – in der *Business-as-Usual*-Entwicklung berücksichtigen.⁸⁴

Am Ende dieses Arbeitsschritts steht eine so genannte *Baseline* für die erwarteten zukünftigen Emissionen. Die Emissionswirkung von Minderungsmaßnahmen, die im nachfolgenden Kapitel näher erläutert werden, bezieht sich auf diese *Baseline*. Ist die Berechnung der *Baseline* mit großen Unsicherheiten verbunden, bietet es sich an, in Abhängigkeit der wichtigsten Parameter mehrere *Baselines* zu berechnen.

Mittels des *Excel-Tools* auf der beiliegenden CD-ROM lässt sich eine Prognose für den zukünftigen Emissionsausstoß vornehmen. Dabei kann entweder eine stetige leichte Effizienzverbesserung von jährlich 0,5 Prozent durch technischen Fortschritt angenommen werden oder aber sprunghafte Verbesserungen, die nicht primär aus Gründen der Energie- bzw. CO₂-Einsparung erfolgen. Bei Letztgenannten handelt es sich explizit um Minderungsmaßnahmen, auf die im folgenden Kapitel I.2.2 näher eingegangen wird.

⁸⁴ Bei der Investitionsrechnung zur Bewertung der Wirtschaftlichkeit müssen allerdings korrekterweise die (erwarteten) Kosten bzw. vermiedene Kosten für den Kauf von Emissionsberechtigungen mit einkalkuliert werden.

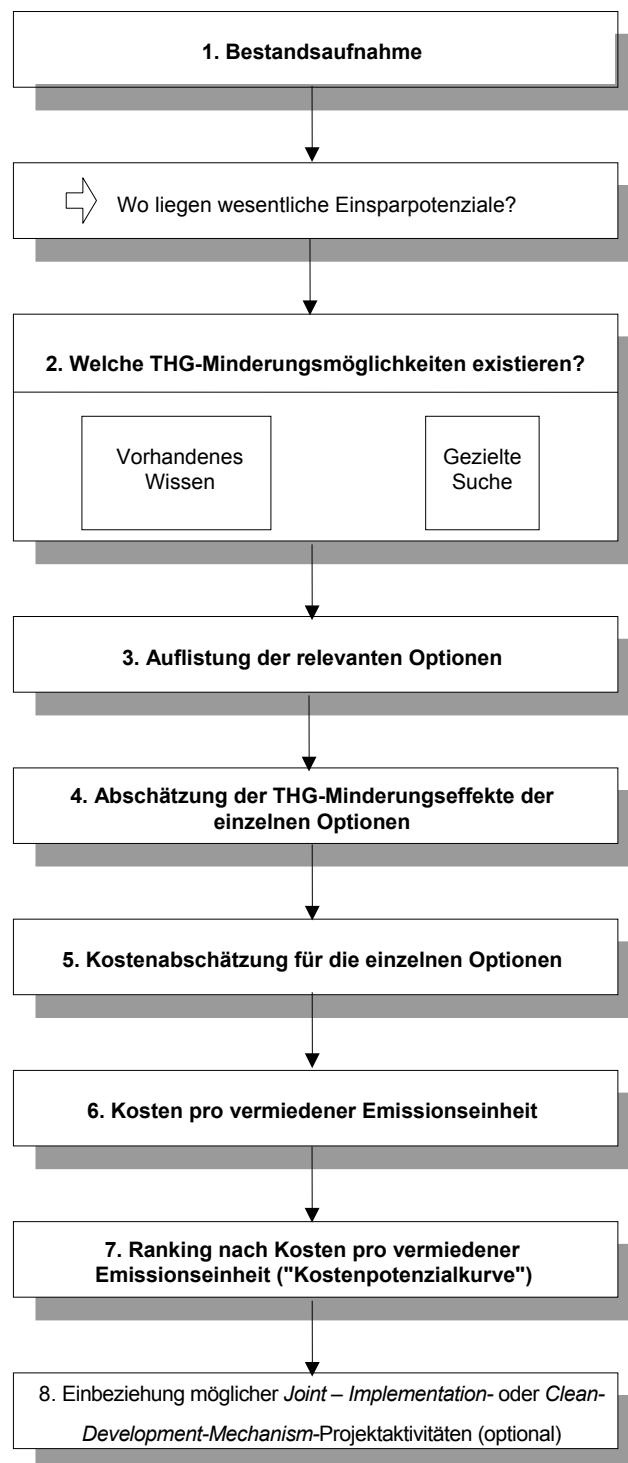
2.2 Anleitung zur Identifizierung und Bewertung von Minderungsoptionen

Im Prinzip lassen sich Emissionsminderungsoptionen wie folgt unterscheiden:

- a) Inputseitige Maßnahmen, die zum Ersatz CO₂-intensiver Energieträger durch CO₂-arme Energieträger führen (z. B. Einsatz von Erdgas statt Braunkohle, Einsatz von Biogas, Klärschlamm, Sekundär-Brennstoffen);
- b) Technologieseitige Maßnahmen (z. B. Wärmerückgewinnung, Wirkungsgradsteigerung, Wärmedämmung);
- c) Einsatz einer *End-of-Pipe*-Technologie (z. B. CO₂-Abscheidung);
- d) Reduzierung der produzierten Menge, verbunden mit Absatzeinbußen oder Zukauf von Dritten;
- e) Qualitative Änderungen der Produktpalette, d. h. Verschiebung von emissionsintensiven zu emissionsarmen Produkten;

Für die Identifizierung von Minderungsoptionen wird folgendes Vorgehen vorgeschlagen (siehe Abbildung I-18):

Abbildung I-18: Prozessablauf zur Identifizierung von Minderungsoptionen



Quelle: Fraunhofer ISI

Erster Schritt: Bestandsaufnahme der wesentlichen Emissionsminderungspotenziale?

Bei der Bestandsaufnahme geht es darum, die wichtigsten Bereiche für möglicherweise lohnenswerte Minderungsmaßnahmen innerhalb der Systemgrenzen zu identifizieren. Erste Anhaltspunkte für Hauptemissionsquellen ergeben sich beispielsweise aus dem Emissionsinventar. Was den Energieverbrauch angeht, können auch Vergleiche auf der Basis so genannter *Benchmarks* auf Betriebsebene oder sogar auf der Ebene einzelner Prozesse und Anwendungen zielführend sein. Die Datenlage diesbezüglich ist branchenabhängig und insgesamt eher als unzureichend einzuschätzen.

Zweiter Schritt: Identifizierung der Treibhausgas-Minderungsmöglichkeiten

Auf Basis der Emissionsbestandsaufnahme und der Bestimmung der Bereiche wesentlicher Einsparpotenziale können konkrete Maßnahmen zur Reduktion von Emissionen identifiziert werden. Sinnvollerweise werden diese beiden Schritte im Unternehmen – zumindest teilweise – gleichzeitig durchgeführt. Werden diese Schritte intern durchgeführt, kann dies in einem Projektteam, welches die Aktivitäten koordiniert, erfolgen. Alternativ kann auf die Hilfe externer Berater zurückgegriffen werden. Die Kosten für eine derart systematische Suche lohnen insbesondere dann, wenn der erwartete Preis für Emissionsberechtigungen hoch ist oder extremen Preisschwankungen unterliegt, die für die Unternehmen ein erhöhtes finanzielles Risiko darstellen.

Welche Minderungsmöglichkeiten existieren?

Möglichkeiten, den Energieverbrauch bzw. die relevanten Emissionen zu verringern, lassen sich prinzipiell in **technische** und **organisatorische/verhaltensbedingte** Maßnahmen unterteilen. Eine weitere Untergliederung erfolgt in so genannte **Querschnittsmaßnahmen** (z. B. Beleuchtung, Drucklufterzeugung, energieeffiziente Elektromotoren) und **prozessspezifische Maßnahmen** (z. B. Verfahrensumstellung, effizientere Industrieöfen). Generell sollte zunächst der Energiedienstleistungsbedarf überprüft werden, d. h. wie hoch ist zum Beispiel der Bedarf an Raumwärme, Belüftung,

Kühlung oder Beleuchtung. Außerdem besteht die Möglichkeit, zum Beispiel durch Zukauf von Wärme oder Strom, anstatt durch Selbsterzeugung, die anrechenbaren Emissionen zu verringern. Nachfolgend werden einige typische technische Maßnahmen für verschiedene Bereiche genannt.

Für das EU-System sind aus Sicht des Anlagenbetreibers zunächst diejenigen Maßnahmen interessant, die zu einer Minderung der **direkten Emissionen** führen, da diese den Bedarf an EU-Emissionsberechtigungen reduzieren. Im Vergleich dazu verringern Maßnahmen zur Minderung indirekter Emissionen die Energiebezugskosten und führen beim Strom- oder Wärmeerzeuger zu niedrigeren Emissionen.



Heizkessel

- Isolierung von Leitungen, Ventilen und Flanschen
- Regelung des Rest O₂-Gehalts im Abgas
- Wärmerückgewinnung aus Kesselabschlammung
- Regelmäßige Kontrolle der Kondensatableiter
- Geschlossener Kondensatkreislauf
- Energieeffiziente Brenner
- Brennwerttechnik
- Rückgewinnung von Entspannungsdruck
- Errichtung von BHKWs
- Brennstoffsubstitution

Prozesswärme

- Isolierung von Öfen
- Wärmerückgewinnung bei Öfen
- Kontrolle von Temperatur, Druck und Luft-Gas-Gemisch

Druckluft

- Regelmäßige Inspektion und Leckageuntersuchungen
- Drucklufterzeugung erfolgt nach Bedarf und bei minimal benötigtem Druck
- Regelmäßige Inspektion, Reinigung und Ersatz der Filter
- Energieverbrauch des Kompressors wird bei Anschaffung berücksichtigt
- Vorkühlung Ansaugluft/Luftansaugung außerhalb Gebäude
- Einsatz eines Kältetrockners
- Wärmerückgewinnung aus Druckluft, Kühlwasser und Öl
- Adsorptionstrockner mit Wärmerückgewinnung

Raumwärme

Heizungs- und Belüftungsregelung erfolgt in Abhängigkeit der Belegung und/oder Außentemperatur

Gebäudeleitsystem

Gebäudehülle

Nachträgliche Isolierung der Wände und Dächer

Mehrfachverglasung bei Altbauten

Bauvorschriften/Anforderungen bzgl. strenger Energieverbrauchsstandards in neuen Gebäuden (EnEV)

Automatische Türschließer

Verminderung der Zugluft im Ladebereich

Beleuchtung

Ersatz von 38 mm Leuchtstofflampen durch 26 mm (16 mm)

Austausch von Quecksilberdampflampen durch Leuchtstofflampen

Einsatz von elektronischen Vorschaltgeräten

Gebrauch von Fotozellen, akustischen Signalen oder Bewegungsmeldern zur Beleuchtungsregelung

Ersatz von Glühlampen durch Kompaktleuchtstoffröhren (Energiesparlampen)

Beleuchtungsregelung in Gebäudeleitsystem integriert

Elektrische Geräte und Anlagen

Kauf energieeffizienter Computer und anderer Bürogeräte

Anschaffung von hocheffizienten Elektromotoren beim Ersatz elektrischer Motoren

Drehzahlregelung bei Pumpen, Ventilatoren, Kompressoren und anderen Anwendungen

Automatisches Abschalten von Ventilatoren und Pumpen, wenn die nachgeschalteten Geräte nicht in Gebrauch sind

Welche Informationsquellen können genutzt werden?

Die zur Durchführung der Schritte 1 und 2 notwendigen Informationen können beispielsweise aus folgenden Quellen gewonnen werden:

- Emissionsinventar,
- Internes Wissen der Mitarbeiter,
- Externes Know-how von Energieberatern und Ingenieurbüros,

- Öko-Audit,
- Informationen der Energieagenturen der Länder, des Bundes und anderer Beratungsstellen (<http://www.deutsche-energie-agentur.de/>),
- Internet-Informationsseiten: BINE (<http://www.bine.fiz-karlsruhe.de>), Impulsprogramme der Länder: Impuls-Programm RAVEL NRW der Energieagentur NRW (<http://www.ea-nrw.de/impuls>),
- Energie-/Umweltbeauftragte bzw. Berater der Verbände,
- Fachmagazine, Messen,
- Benchmarks, und
- IKARUS-Datenbank⁸⁵.

Dritter Schritt: Auflistung der relevanten Optionen

Während die ersten beiden Schritte im Prinzip auch für Maßnahmen durchzuführen sind, deren Emissionswirkungen bereits im Prognose-Szenario berücksichtigt wurden, dürfen – um Doppelzählungen zu vermeiden – in den weiteren Arbeitsschritten nur die zusätzlichen Maßnahmen betrachtet werden. Bei deren Zusammenstellung ist zu berücksichtigen, dass für ein und dieselbe Minderungsoption mehrere technische Alternativen mit verschiedenen Wirkungen und Kosten existieren können, die getrennt aufzulisten sind.

Vierter Schritt: Abschätzung der Emissionsminderungen der einzelnen Maßnahmen

In diesem Schritt sind die Minderungsoptionen im Hinblick auf ihre Emissionen im Vergleich zu den in der *Baseline*, also im Referenzszenario, prognostizierten Emissionen abzuschätzen. Hierbei können wiederum die Arbeitsblätter eins

⁸⁵ Die IKARUS-Datenbank (Instrumente für Klimagas-Reduktions-Strategien) ist eine von BMBF-Mitteln geförderte Datenbank für Einsparttechnologien vor allem im Energiebereich.

oder zwei auf der CD-ROM eine Hilfe bieten: Statt der absoluten Brennstoff-Inputs werden die eingesparten Brennstoffmengen in die Spalte A eingefügt. Daraus ergeben sich in Zeile J die eingesparten Emissionen.

Im Falle einer Brennstoff-Substitution wird in Spalte A für jeden reduzierten Brennstoff die Input-Reduktion eingegeben, beim dafür vermehrt eingesetzten Brennstoff die Input-Erhöhung. Die Differenz der beiden Emissionswerte in Spalte J ergibt die eingesparten Emissionen.

Welche zeitlichen Aspekte sind zu berücksichtigen?

Wichtig ist, dass am Ende **jährliche** Emissionsminderungen stehen, weil dies die Abrechnungsperiode beim EU-Emissionsrechtehandel ist. Prinzipiell kann aber auch mit anderen Zeiträumen, zum Beispiel fünf Jahren, gerechnet werden.

Zur Veranschaulichung wurden an einem Fallbeispiel aus der Elektrizitätswirtschaft verschiedene Minderungsmaßnahmen eruiert. Im Vergleich zur bestehenden Technik wurden folgende Optionen mit den entsprechenden jährlichen Emissionsminderungen (in t CO₂) identifiziert:

Option A:	Optimierte Verbrennungsführung	2.852 t
Option B:	Optimierte Speisewasserpumpen	14.193 t
Option C:	Optimierte Turbine	28.219 t
Option D:	Einsatz von Klärschlamm	213.854 t
Option E:	Wärmeauskopplung	9.503 t
Option F1:	Topping mit Gasturbine, zur Strom-Mehrproduktion	519.127 t
Option F2:	Topping mit Gasturbine, reduzierter Kohleeinsatz	551.767 t
Option G:	Abscheidung des CO ₂	2.038.834 t

Anmerkung

Die hier genannten Minderungseffekte sind jeweils unter der Prämisse errechnet, dass die mögliche Emissionsreduktion nicht durch die anderen Maßnahmen beeinflusst wird. Werden in der Realität mehrere Maßnahmen kombiniert, ist der Effekt jeder einzelnen Maßnahme u. U. geringer, weil die Höhe der Basisemissionen bei Durchführung anderer Maßnahmen geringer sein kann. Die Effekte dürfen dann nicht einfach aufaddiert werden, und es müssen Minderungskosten für **Maßnahmenbündel** berechnet werden.

Beispiel:

Zwei Maßnahmen, die einzeln je 5 % gegenüber der Emissionsprognose einsparen, führen gemeinsam zu einer Emissionsminderung von 9,75 % ($= 1,0 - 0,95 * 0,95$) und nicht von 10 %.



Fünfter Schritt: Kostenabschätzung für die einzelnen Optionen

Ziel dieses Schrittes ist die ökonomische Bewertung der Emissionsminderungsmaßnahmen aus Sicht des Unternehmens. Auf Basis dieser Bewertung lassen sich danach die verschiedenen Maßnahmen im Hinblick auf ihre Kosten pro vermiedener Einheit Emissionen einordnen. Dabei ist zu beachten, dass sowohl für die Kosten als auch für die Emissionswirkungen die Unterschiede im Vergleich zu den in der Emissionsprognose (*Baseline*) angenommenen Maßnahmen anzusetzen sind.⁸⁶

Welche Kostenarten sind zu unterscheiden?

Bei den Kosten sind sowohl (Unterschiede in den) **Kapitalkosten** (Zinsen und Abschreibungen für die Anfangsinvestition) als auch (Unterschiede in den) **laufende(n) Kosten** (Kosten für Energie, Betriebsstoffe, Wartung etc.) zu berücksichtigen. Auch betriebswirtschaftlich relevante steuerliche Aspekte sind einzubeziehen. Zu beachten ist, dass nach dem betriebswirtschaftlichen **Identitätsprinzip** nur solche Kosten veranschlagt werden dürfen, die durch die Investition verursacht werden. Das heißt, die in der Vollkostenrechnung üblichen Gemeinkostenzuschläge dürfen nicht angesetzt werden. Prinzipiell können jedoch die bei Unternehmen üblichen Methoden zur Investitionsrechnung verwendet werden. Inwiefern die Mehrkosten/Minderkosten tatsächlich vom Unternehmen zu tragen sind, hängt vom Ausmaß ab, in dem diese an die Kunden weitergegeben werden (können).

⁸⁶ Für Maßnahmen, bei denen der Treibhausgas-Minderungseffekt ein positives Nebenprodukt darstellt, ist eine verursachungsgerechte Kostenzurechnung nicht möglich (generelles Problem bei Kuppelproduktion). Deshalb wurde in Abschnitt 2 (Prognosen) vorgeschlagen, die mit diesen Investitionen verbundenen Emissionswirkungen bereits im Prognose-Szenario zu berücksichtigen.



Zu beachten ist, dass finanzielle Einsparungen, die sich aus dem vermiedenen Kauf bzw. dem Verkauf von Emissionsberechtigungen ergeben, an dieser Stelle nicht berücksichtigt werden dürfen.

Als Rechenverfahren stehen prinzipiell die statischen (z. B. Kosten- oder Gewinnvergleichsrechnung) und dynamischen Verfahren (Kapitalwert-, interne Zinsfuß- oder Annuitätenmethode) für Wirtschaftlichkeitsrechnungen zur Verfügung, die in diesem Leitfaden nicht näher beschrieben werden. In einem vom Umweltministerium Baden-Württemberg geförderten Parallelprojekt wurden die Projektfinanzierung, *Cash-flow*- und Risikoanalyse von Klimaschutzinvestitionen detailliert analysiert.⁸⁷

Wie werden die Verfahren bewertet?

Prinzipiell sind dynamische Verfahren den statischen Verfahren vorzuziehen, da sie die zu unterschiedlichen Zeitpunkten anfallenden Kosten adäquat berücksichtigen. Gerade bei Emissionsminderungsmaßnahmen, die in der Regel eine lange Nutzungsdauer aufweisen, ist dies ein relevanter Aspekt. Unter den dynamischen Verfahren ist die Interne-Zinsfuß-Methode ungeeignet, da sie keinen Vergleich von Kosten in Relation zu den eingesparten Emissionen erlaubt. Daher sollte entweder die Annuitäten- oder die Kapitalwertmethode angewendet werden.⁸⁸

Welche Rolle spielt der Investitionszyklus?

In bestimmten Fällen hängen die zusätzlichen Investitionskosten vom Zeitpunkt, d. h. dem Investitionszyklus ab: Wäre in wenigen Jahren ohnehin eine Ersatzinvestition – zum Beispiel in eine neue Maschine – getätigt worden, sind die zusätzlichen Investitionskosten in eine sparsamere Technologie wesentlich geringer. Da Emissionen bzw. vermiedene Emissionen für die Unternehmen

⁸⁷ Zusätzliche Informationen zu diesem Projekt finden sich unter:
<http://www.unisg.ch/org/iwo/web.nsf/SysWebRessources/KYMBOLbwZF/>.

⁸⁸ Die interne Zinsfußmethode kann allerdings angewendet werden, um die Rentabilität einer Investition zu beurteilen. Dazu müssen dann die benötigten bzw. erzeugten Emissionsberechtigungen mit einbezogen und mit dem (erwarteten) Marktpreis bewertet werden.

kostenwirksam werden, ist zu vermuten, dass bei sonst gleichen Bedingungen emissionsintensive alte Anlagen frühzeitiger ersetzt werden.⁸⁹

Auch hier ist unter Umständen geboten, unterschiedliche Kostenszenarien in Abhängigkeit wichtiger Entscheidungsparameter (z. B. zukünftiger Brennstoffpreise, Zuteilungsregeln) durchzuführen.

Für das Beispiel aus der Elektrizitätswirtschaft ergeben sich die folgenden jährlichen Werte:

Option A:	Optimierte Verbrennungsführung	-17.728 €
Option B:	Optimierte Speisewasserpumpen	-96.541 €
Option C:	Optimierte Turbine	166.359 €
Option D:	Einsatz von Klärschlamm	-973.441 €
Option E:	Wärmeauskopplung	-547.813 €
Option F1:	Topping Gasturbine, zur Strom-Mehrproduktion	9.799.533 €
Option F2:	Topping Gasturbine, reduzierter Kohleeinsatz	13.151.843 €
Option G:	Abscheidung des _{CO2}	88.808.832 €

Sechster Schritt: Kosten pro vermiedener Emissionseinheit

Aus Schritt vier "Abschätzung der Treibhausgas-Minderungseffekte" werden die jährlichen Emissionsminderungen für die einzelnen Optionen übernommen.

Anschließend müssen die (Mehr-)Kosten der verschiedenen Optionen (ebenfalls jährlich) in Bezug zu den Emissionsminderungen gesetzt werden. Für das Beispiel ergeben sich folgende Werte:

⁸⁹ Diese Vermutung stützt sich u. a. auf die Annahme, dass Emissionsminderungen (z. B. durch Anlagenstilllegungen) durch zukünftige Zuteilungsregeln nicht bestraft werden.

Option A:	Optimierte Verbrennungsführung:	
	-17.728 € pro Jahr / 2852 Tonnen CO ₂ =	-6,24 € / t CO ₂
Option B:	Optimierte Speisewasserpumpen	- 6,8 € / t CO ₂
Option C:	Optimierte Turbine	+ 5,88 € / t CO ₂
Option D:	Einsatz von Klärschlamm	- 4,55 € / t CO ₂
Option E:	Wärmeauskopplung	- 57,62 € / t CO ₂
Option F1:	Topping Gasturbine, zur Strom-Mehrproduktion	+ 18,87 € / t CO ₂
Option F2:	Topping Gasturbine, reduzierter Kohleeinsatz	+ 23,83 € / t CO ₂
Option G:	Abscheidung des CO ₂	+ 43,56 € / t CO ₂

Siebter Schritt: Ranking nach Kosten pro vermiedener Emission ("Kostenpotenzialkurve")

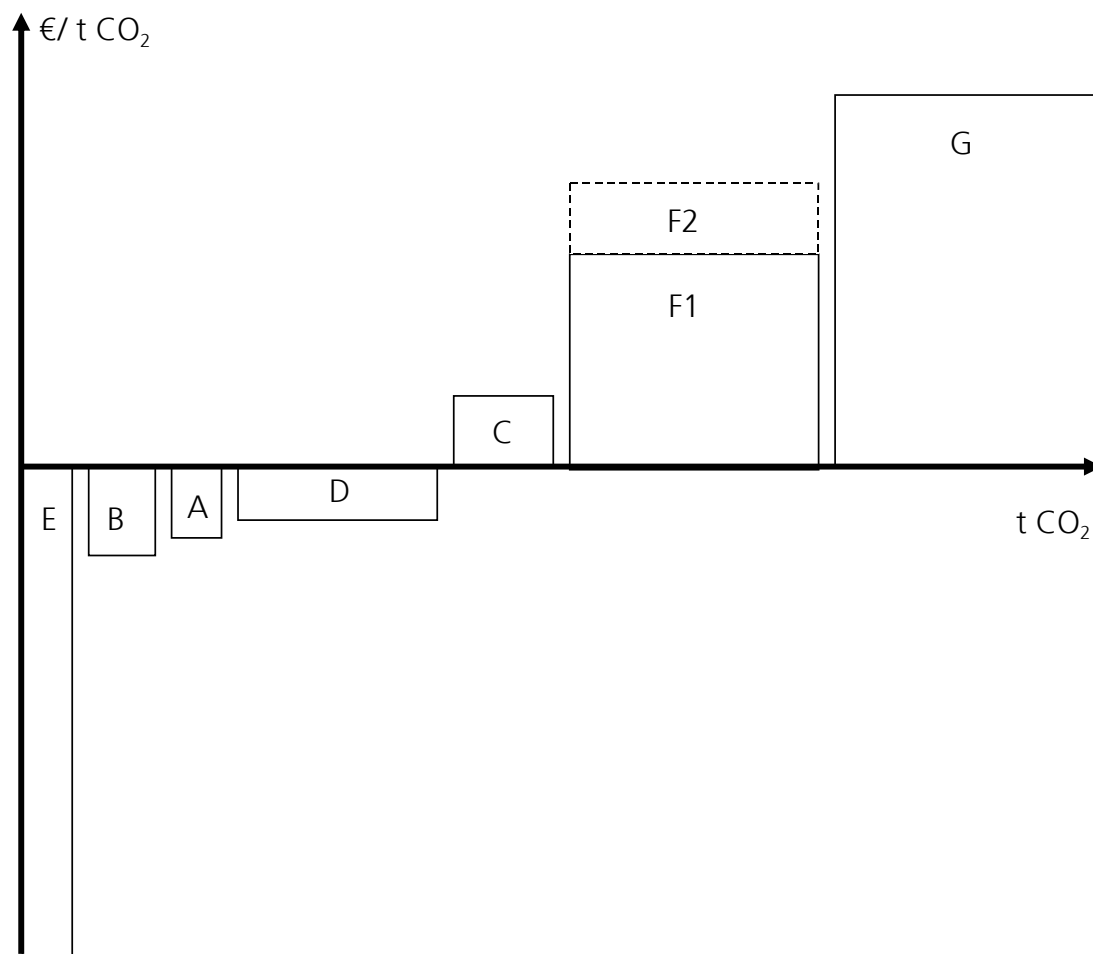
Die Optionen werden nach ihrer "Vermeidungseffizienz" geordnet. Dies kann entweder in einer Rangliste geschehen, oder – noch anschaulicher – in einer so genannten Kostenpotenzialkurve. Als Rangliste werden die o. g. Optionen wie folgt geordnet:

Option E:	Wärmeauskopplung	- 57,62 € / t CO ₂
Option B:	Optimierte Speisewasserpumpen	- 6,8 € / t CO ₂
Option A:	Optimierte Verbrennungsführung	- 6,24 € / t CO ₂
Option D:	Einsatz von Klärschlamm	- 4,55 € / t CO ₂
Option C:	Optimierte Turbine	+ 5,88 € / t CO ₂
Option F1:	Topping Gasturbine, zur Strom-Mehrproduktion	+ 18,87 € / t CO ₂
Option F2:	Topping Gasturbine, reduzierter Kohleeinsatz	+ 23,83 € / t CO ₂
Option G:	Abscheidung des CO ₂	+ 43,56 € / t CO ₂

Wie wird eine Kostenpotenzialkurve erstellt?

Um die Vermeidungsoptionen in einer Kostenpotenzialkurve darzustellen, wird jede einzelne Option als Block dargestellt. Dabei steht die Höhe für die Kosten pro vermiedener Tonne Emissionen (bzw., wenn nach unten gerichtet, die monetären Ersparnisse pro Tonne), die Breite für die Menge der jährlichen Emissionsminderung. Die Fläche spiegelt demnach die jährlichen Minderungskosten (bzw. die absoluten jährlichen Ersparnisse) wider. Die folgende Abbildung I-19 gibt dies (stilisiert) für die Optionen A bis G wieder.

Abbildung I-19: Stilisierte Kostenpotenzialkurve

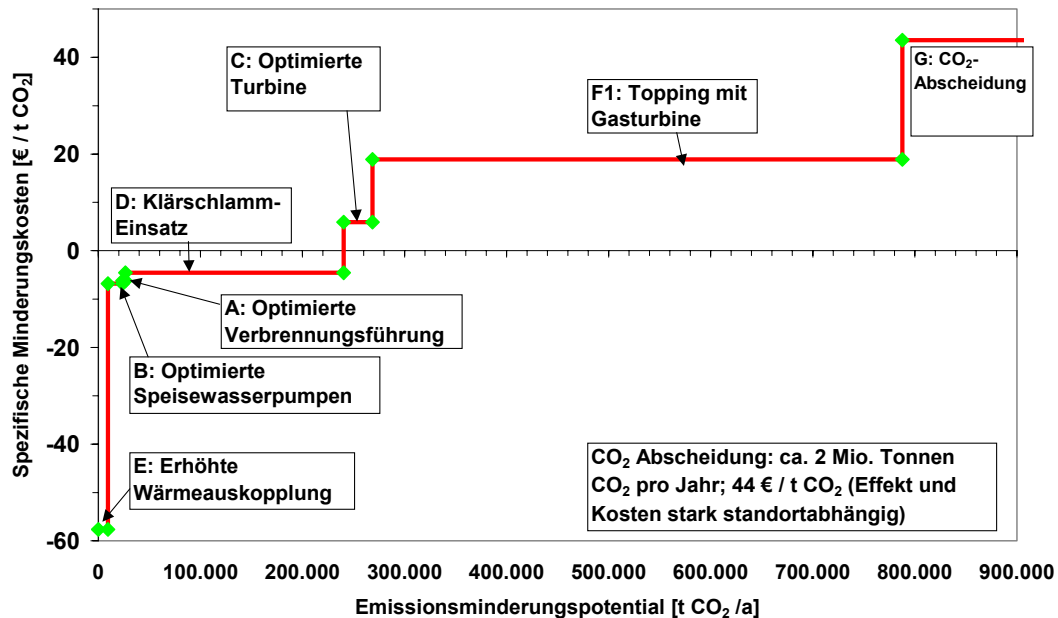


Quelle: Fraunhofer ISI

Beginnend mit der günstigsten Option werden nun alle Optionen nacheinander aufgelistet, und ihr Emissionsminderungseffekt (aber nicht die Kosten!) entlang der x-Achse schrittweise aufsummiert.

Im Beispielfall ergibt sich folgende Kurve⁹⁰:

Abbildung I-20: Kostenpotenzialkurve des Beispiels



Quelle: Fraunhofer ISI

Im Prinzip ist für jede Periode unter Beachtung der Investitionszyklen eine solche Kostenpotenzialkurve zu erstellen. Die Kostenpotenzialkurven sind intertemporal verknüpft, da insbesondere technische Maßnahmen in der Regel eine lange Nutzungsdauer aufweisen und in mehreren Perioden zu Emissions-einsparungen führen. Zudem sind nicht alle Maßnahmen sofort umsetzbar, sondern manche Maßnahmen bedürfen einer längeren Vorausplanung. Dabei kann es geboten sein, für ein und dieselbe Investition die Kosten für mehrere Anfangsinvestitionszeitpunkte zu kalkulieren. Außerdem bietet sich eine Sensitivitätsanalyse mit verschiedenen Brennstoff- und ggf. Strompreisen an.

In Kapitel I.4 wird gezeigt, wie diese Kostenkurven bei unterschiedlichen Verpflichtungen des eigenen Unternehmens und bei unterschiedlichen Marktpreisen für Emissionsberechtigungen verwendet werden können.

⁹⁰ Aus Gründen der Übersichtlichkeit wurde nur eine der beiden Optionen F, nämlich F1 (Topping mit Mehrproduktion von Strom) in der Kurve dargestellt. Außerdem wurden der Einfachheit halber die Einzeleffekte aller Maßnahmen addiert, obwohl – wie oben erwähnt – die tatsächlichen Einzeleffekte geringer sein müssten.

Achter Schritt: Einbeziehung von JI- oder CDM-Aktivitäten (optional)

Auch die Durchführung von, Beteiligung an oder der Gutschriftenkauf aus den projektbezogenen Kyoto-Mechanismen *Clean Development Mechanism* (CDM) (siehe im Leitfaden Teil II) und *Joint Implementation* (JI) (siehe im Leitfaden Teil III) stellen Minderungsoptionen dar. Gemäß der *Linking Directive* können diese Gutschriften prinzipiell verwendet werden, um die Verpflichtungen aus dem EU-Emissionsrechtehandel zu erfüllen (siehe Details im Grundlagen-Kapitel 3).

Welche Entscheidung muss getroffen werden?

Im Prinzip gibt es zwei mögliche Wege:

1. Das Unternehmen kann eigene Minderungsoptionen im Ausland durchführen (siehe dazu die Teile II und III dieses Handbuches zu CDM und JI), oder
2. sich an Aktivitäten anderer Akteure beteiligen – entweder unter Einbringung eigener Erfahrungen/*Manpower*, oder durch ausschließliche Kapitalbeteiligung, z. B. durch Beteiligung an Fonds (siehe Tabelle 6 im Grundlagen-Teil).

Die letztgenannte Alternative wird derzeit vor allem von verschiedenen Fonds, nach dem Vorbild des *Prototype Carbon Fund* (PCF) der Weltbank, angeboten. Nähere Informationen hierzu finden sich im Grundlagenteil.

Wie werden diese Optionen in die Minderungskostenkurve integriert?

Die erwarteten Gutschriften aus den JI- und CDM-Projekten können im Prinzip einfach wie andere, hiesige Minderungsmaßnahmen in die Kostenkurve eingetragen werden. Dabei sollten – bei Option 1 – jedoch die anfallenden Kosten, die sich aus dem Projektzyklus ergeben, unbedingt eingerechnet werden (siehe CDM-Kapitel II.3.9). Sowohl die Kosten als auch die Gutschriften dürften im Vergleich mit lokalen Maßnahmen mit vergleichsweise hohen Unsicherheiten verbunden sein (siehe Grundlagen-Teil). Diese werden möglicherweise durch die realisierbaren Kostenvorteile kompensiert.

2.3 Entscheidungsfindungsprozess und Strategieentwicklung

Da das Klimaproblem ein langfristiges Problem darstellt, haben Klimapolitik und die damit verbundenen klimapolitischen Maßnahmen auch einen eher langfristigen Charakter. Die EU-Emissionshandelsrichtlinie geht beispielsweise davon aus, dass auch nach 2012 – dem letzten Jahr der Kyoto-Verpflichtungsperiode – der Emissionshandel fortgeführt wird und weitere 5-jährige Zuteilungsperioden folgen werden.

Dementsprechend kann es für den zukünftigen Erfolg eines Unternehmens am Markt wichtig sein, Emissionswirkungen von Investitionen in die langfristige Unternehmensplanung einzubeziehen. Insbesondere bei Investitionen, die langfristig Kapital binden, sollten deren Emissionswirkungen ein gewichtiges Entscheidungskriterium sein. Zukünftige Kosten- und Einnahmequellen hängen stark von heutigen Investitionsentscheidungen ab. Das bedeutet insbesondere für emissionsintensive Unternehmen, dass sich nicht nur die Umweltabteilungen/-beauftragte mit den vom Unternehmen ausgelösten Umweltwirkungen befassen, sondern dass diese in die gesamtunternehmerischen Entscheidungsprozesse eingebunden werden. So enthalten beispielsweise die Investitionsrechnungen des Mineralölkonzerns Royal Dutch/Shell grundsätzlich die durch zukünftige umweltpolitische Maßnahmen ausgelösten voraussichtlichen finanziellen Belastungen für das Unternehmen.

Welche Entscheidungsoptionen gibt es?

Die Art und Weise, wie die Emissionsverpflichtungen eingehalten werden, wird für ein Unternehmen zu einem wichtigen Entscheidungsparameter. Es muss eine Strategie entwerfen, die darüber Auskunft gibt, welche Emissionsminderungsmaßnahmen zu welchem Zeitpunkt unternehmensintern realisiert werden sollen, ob Emissionsberechtigungen zugekauft und ob überschüssige Emissionsberechtigungen verkauft oder für zukünftige Perioden gespart werden sollen. Eine solche Strategie muss nicht nur eine Periode, sondern einen mehrjährigen Planungszeitraum umfassen. Das Entscheidungsproblem besteht im Prinzip aus einem intertemporalen Optimierungsproblem, dessen Lösung eine synchronisierte Vermeidungs- und Handelsstrategie darstellt.

Das Entscheidungsproblem lässt sich in zwei Teilschritte zerlegen.



Im ersten Schritt ist zu klären, welche Minderungsmaßnahmen im Unternehmen durchzuführen sind. Im zweiten Schritt ist festzulegen, wie viele Emissionsberechtigungen zugekauft, verkauft oder gespart werden sollen.

Welche unternehmensinternen Maßnahmen sollen durchgeführt werden?

Diese Entscheidung hängt von der Höhe des erwarteten Zertifikatspreises und der Höhe der erwarteten Minderungskosten ab. Es sind sämtliche Maßnahmen durchzuführen, deren Minderungskosten unter dem Preis für Berechtigungen liegen. Dadurch können die frei gewordenen Emissionsberechtigungen am Markt gewinnbringend verkauft werden. Umgekehrt, macht es in der Regel keinen Sinn, Minderungsmaßnahmen durchzuführen, die teurer sind als der Marktpreis für Berechtigungen. Diese Entscheidungsregel gilt unabhängig davon, ob ein Unternehmen nach der Anfangszuteilung mehr oder weniger Emissionsberechtigungen besitzt, als es zum eigenen Bedarf benötigt. Es kann aus Sicht des Unternehmens also wirtschaftlich sinnvoll sein, mehr Emissionen intern zu vermeiden als zur Deckung der eigenen Emissionsverpflichtungen erforderlich ist: Dann nämlich, wenn die interne Emissionsminderung weniger kostet, als auf dem Markt für den Verkauf eines Zertifikats erlöst werden kann. **Diese Ausführungen verdeutlichen, dass es sich beim Emissionshandel nicht – wie oft vereinfachend dargestellt – um eine *Make-or-Buy*-Entscheidung handelt.**

Nach der Entscheidung, welche Maßnahmen (zu welchem Zeitpunkt) intern durchgeführt werden sollen, lässt sich auf Basis der zugeteilten Emissionsberechtigungen und der prognostizierten Emissionen abschätzen, ob und ggf. wie viele Berechtigungen am Markt zugekauft werden müssen bzw. ob und ggf. wie viele Berechtigungen verkauft werden sollen. Ein Unternehmen, das bei bloßer Betrachtung des Saldos der voraussichtlichen Emissionen und der ursprünglich verfügbaren Emissionsberechtigungen in Unterdeckung ist, kann bei Berücksichtigung der intern durchzuführenden Maßnahmen auch in Überdeckung gelangen und überschüssige Zertifikate verkaufen. Alternativ zum Verkauf können überschüssige Zertifikate auch angespart werden. Sie stehen dann in späteren Perioden zur Deckung eigener Emissionen oder zum Verkauf auf dem Markt zur Verfügung. Für diese Entscheidung ist der für diese späteren Perioden erwartete Zertifikatspreis ebenfalls ausschlaggebend.

Den strategischen Entscheidungen zu Handelsaktivitäten und Maßnahmen-durchführungen sollte am Anfang jeder Zuteilungsperiode folgende **strategische Gleichung** zu Grunde liegen:

Prognostizierte Emissionen

- aus Vorperioden übertragene Zertifikate

- Zugeteilte Emissionsberechtigungen

= Saldo ohne Maßnahmen

- geplante Emissionsminderungen (eigene Maßnahmen)

= Saldo inkl. Maßnahmen

- gekaufte Zertifikate

+ verkaufte Zertifikate

(+ ggf. in zukünftige Perioden übertragene Zertifikate)

= 0

Wenn *Borrowing*, also das Vorziehen von Emissionsberechtigungen aus dem nächsten Jahr möglich ist, wie dies innerhalb einer Periode beim EU-Emissionshandel der Fall ist, ist die Gleichung entsprechend zu korrigieren.

Am Ende einer jeden Zuteilungsperiode muss, um Strafzahlungen zu vermeiden, folgende **Budgetrestriktion** eingehalten werden:

Tatsächliche Emissionen

- aus Vorperioden übertragene Zertifikate

- zugeteilte Emissionsberechtigungen

- gekaufte Zertifikate

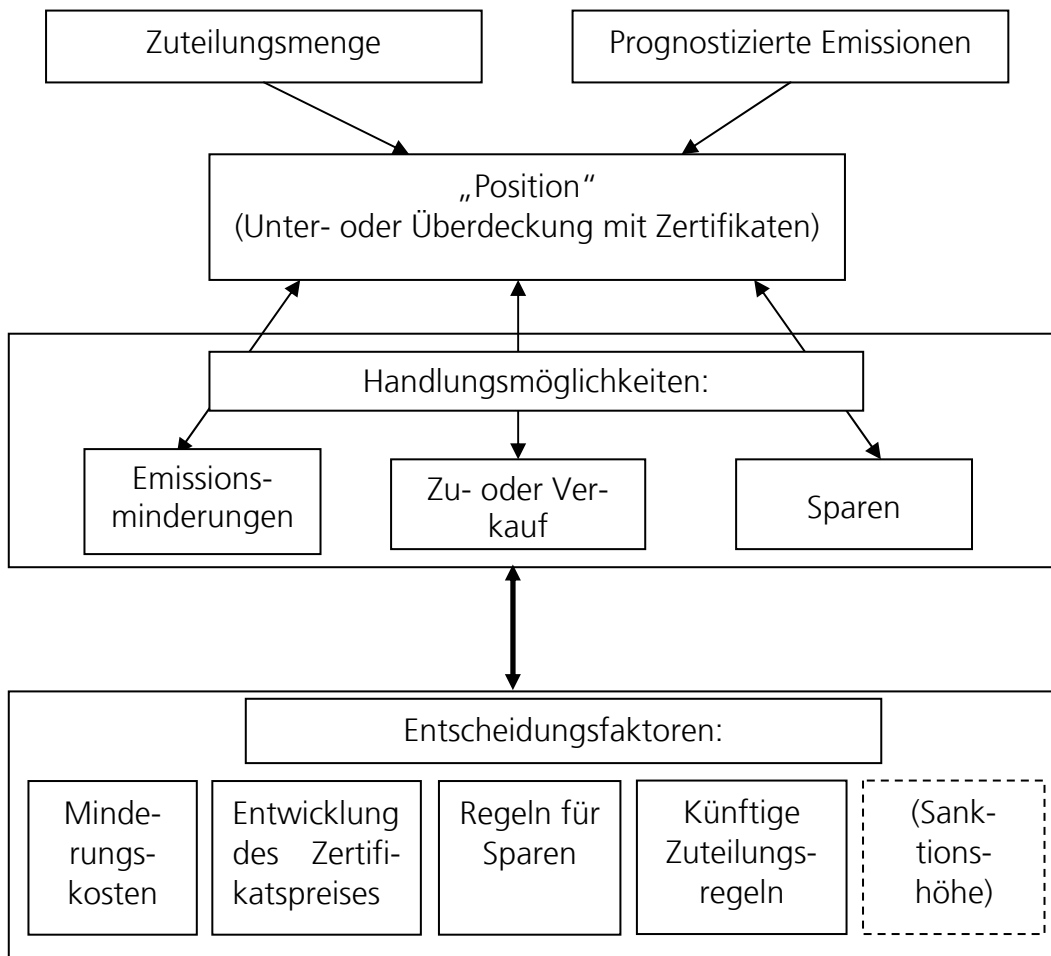
+ verkaufte Zertifikate

(+ ggf. in zukünftige Perioden übertragene Zertifikate)

= 0

Die folgende Abbildung I-21 veranschaulicht noch einmal, welche wichtigen Einflussgrößen auf die Entscheidungen über die Durchführung von Emissionsminderungsmaßnahmen und den Zu- bzw. Verkauf von Zertifikaten wirken. Es ist zu beachten, dass auch Produktionsdrosselungen die Emissionen mindern, so dass die prognostizierten Emissionen immer auf den neusten Produktionsprognosen basieren sollten.

Abbildung I-21: Strategieplanung



Die in der Abbildung I-21 veranschaulichten Zusammenhänge werden nachfolgend aus Veranschaulichungsgründen anhand eines **einperiodigen Entscheidungsproblems** (also auch ohne *Banking*- oder *Borrowing*-Optionen oder Berücksichtigung künftiger Zuteilungsregeln) beispielhaft dargestellt.

!

Erster Schritt: Bestimmung eigener Emissionsminderungen

In diesem Schritt müssen die Unternehmen entscheiden, welche Maßnahmen sie zur Vermeidung von Emissionen selbst durchführen wollen. Aus dem Optimierungskalkül der Unternehmen folgt, dass sie Emissionsreduktionen durch Minderungsmaßnahmen dann selbst erzeugen, wenn die damit verbunden Kosten unter dem (in Zukunft erwarteten) Zertifikatspreis liegen. Die so erzielten Emissionsreduktionen können entweder für die eigene Verpflichtung angerechnet werden (billiger als Zukauf), oder auf dem Markt für Zertifikate gewinnbringend verkauft werden.

Welche Informationen müssen für die Entscheidung vorliegen?

Um eine Entscheidung über die im Unternehmen selbst durchzuführenden Emissionsminderungsmaßnahmen zu treffen, werden Informationen benötigt:

- über den erwarteten Zertifikatspreis und
- über die Kostenpotenzialkurve.

Die Generierung einer Kostenpotenzialkurve wurde bereits in Kapitel I.2.2 erläutert.

Wie hoch wird der Preis für EU-Emissionsberechtigungen geschätzt?

Die **Preise für EU-Berechtigungen** hängen in erster Linie von politischen Entscheidungen ab, d. h. insbesondere davon, (i) wie viele Berechtigungen insgesamt in der EU an die betroffenen Unternehmen vergeben werden; (ii) inwiefern die Verwendung von Gutschriften aus CDM/JI-Projekten beschränkt wird⁹¹; und (iii) inwiefern der Transfer von überschüssigen Emissionsberechtigungen (*Banking*) von der ersten in die zweite Zuteilungsperiode von 2007 nach 2008 erlaubt ist (vgl. Grundlagen Kapitel 3).

⁹¹ Gemäß der *Linking Directive* soll ab der zweiten Zuteilungsperiode von jedem Mitgliedsstaat eine Obergrenze für die Anrechnung von Gutschriften aus JI und CDM für die unter die EU-Emissionshandelsrichtlinie fallenden Unternehmen festgelegt werden (siehe auch Grundlagenteil).

Der Preis für EU-Berechtigungen hängt damit viel stärker von aktuellen und zukünftigen politischen und anderen regulierenden Vorgaben ab als dies bei Gütern sonst der Fall ist.



Angebot und Nachfrage, und damit der Preis für Berechtigungen, werden auch von den (Grenz)Kosten der Minderungsmaßnahmen bestimmt. Je niedriger die Minderungskosten, desto geringer wird die Nachfrage, desto höher wird das Angebot und desto niedriger wird der Preis für Berechtigungen sein. Die Nachfrage nach Emissionsberechtigungen wird auch von der wirtschaftlichen Entwicklung beeinflusst. Inwiefern ein (zurzeit noch nicht abzusehendes) starkes Wirtschaftswachstum in 2005 - 2007 den Emissionsausstoß und damit die Nachfrage nach Berechtigungen und damit ihren Marktpreis erhöhen wird, bleibt abzuwarten. Aber auch die Brennstoffpreisentwicklung (z. B. Verhältnis Gas- zu Kohlepreis) wird sich auf das Angebot an Zertifikaten auswirken. Da im Rahmen der nationalen Umsetzungen der *Linking Directive* schon ab 2005 auch Gutschriften aus CDM-Projekten anrechenbar sein werden, ist zu erwarten, dass der CER-Preis den Preis für Emissionsberechtigungen beeinflusst. Da davon auszugehen ist, dass das Angebot an CERs speziell in der ersten Zuteilungsperiode relativ gering sein wird (lange Vorlaufzeit für CDM-Projekte), kann dies dazu führen, dass die CERs aufgrund ihrer Übertragbarkeit in die zweite Zuteilungsperiode sogar teurer sind als Emissionsberechtigungen, die am Ende der ersten Zuteilungsperiode in fast allen Ländern verfallen. Eher zufällige Einflüsse auf den Marktpreis gehen auch vom Wetter aus: (i) heiße Sommer erhöhen beispielsweise den Klimatisierungsbedarf, den Stromverbrauch und damit auch den CO₂-Ausstoß; (ii) kalte Winter erhöhen den Heizbedarf und damit den CO₂-Ausstoß; (iii) starke Regenfälle erhöhen die Stromproduktion von Wasserkraftwerken, vor allem in Skandinavien und in den Alpenländern, was wiederum die Produktion durch fossile Kraftwerke und damit den CO₂-Ausstoß mindert.

Innerhalb einer Zuteilungsperiode gilt, dass historische Preise einen guten Anhaltspunkt für die erwarteten Preise auf dem Spotmarkt für Berechtigungen derselben Zuteilungsperiode darstellen. Dieser Einschätzung liegt die Annahme zugrunde, dass Preise bereits alle verfügbaren Informationen der Marktteilnehmer korrekt widerspiegeln. **Aktuelle Preise auf dem Spotmarkt sind aber voraussichtlich kein guter Indikator für die Preise in zukünftigen Verpflichtungsperioden**, insbesondere da *Banking* und *Borrowing* von 2007 nach 2008 weitgehend bzw. ganz verboten sind.

Preise für *Forwards* auf dem Terminmarkt (siehe nähere Erläuterungen in Kapitel I.2.4) sind zwar ein Indikator für zukünftige Marktpreise auf dem Spotmarkt, die Qualität der Prognose hängt aber in hohem Maße davon ab, inwiefern politische Entscheidungen korrekt antizipiert werden. Eine Restunsicherheit als Marktrisiko wird daher immer bestehen bleiben. Dieses Risiko lässt sich aber durch ein entsprechendes Risikomanagement – zum Beispiel durch den Kauf von Optionen (siehe Kapitel I.2.4) – abfedern.

Erste Einschätzungen der tatsächlichen Zuteilung der Emissionsberechtigungen gehen davon aus, dass die Preise für 2005 - 2007 eher niedrig sein werden, da – zumindest im Vergleich zu den historischen Emissionen – vergleichsweise viele Berechtigungen ausgegeben wurden und zudem in allen Staaten *Banking* beschränkt bzw. in der Regel sogar verboten ist.⁹² Mitte März 2005 lagen die (*Forward*-)Preise für Berechtigungen in 2005 - 2007 zwischen 10 €/t CO₂ und 11 €/t CO₂, und damit zumindest kurzfristig über den noch Ende 2004 registrierten Forwardpreisen für EU-Berechtigungen von 6 bis 9 €/t CO₂. Anfang Juli 2005 hatten die Preise mit einer Höhe von ca. 30 €/t CO₂ ihren vorläufigen Höchststand erreicht, und sind bis Ende Juli auf ca. 20 €/t CO₂ gefallen (2005 *Delivery*)

Aktuelle Preise und Preisindizes für Spot- bzw. Forwardmärkte können zum Beispiel bei folgenden Marktintermediären eingesehen werden:

- **EEX-Leipzig** (*European Energy Exchange*): <http://www.eex.de/>
- **Austrian Energy Exchange**: <http://www.exaa.at/>
- **European Climate Exchange**:
<http://www.europeanclimateexchange.com/>
- **Point Carbon**: <http://www.pointcarbon.com/>
- **Nord Pool** (*Nordic Power Exchange*): <http://www.nordpool.com/>
- **Evolution Markets**: <http://www.evolutionmarkets.com/>
- **Natsource**: <http://www.natsource.com/>
- **CO2e**: <http://www.CO2e.com/>

⁹² Vgl. Schleich, J., Ehrhart, K.-M., Hoppe, C. und Seifert, S. (2006): *Banning banking in EU-emissions trading?* *Energy Policy* 34 (1): 112-120; Betz, R., Eichhammer, W. und Schleich, J. (2004): *Designing national allocation plans for EU-emissions trading - A first analysis of the outcomes*, *Energy & Environment* 15 (3): 375-423.

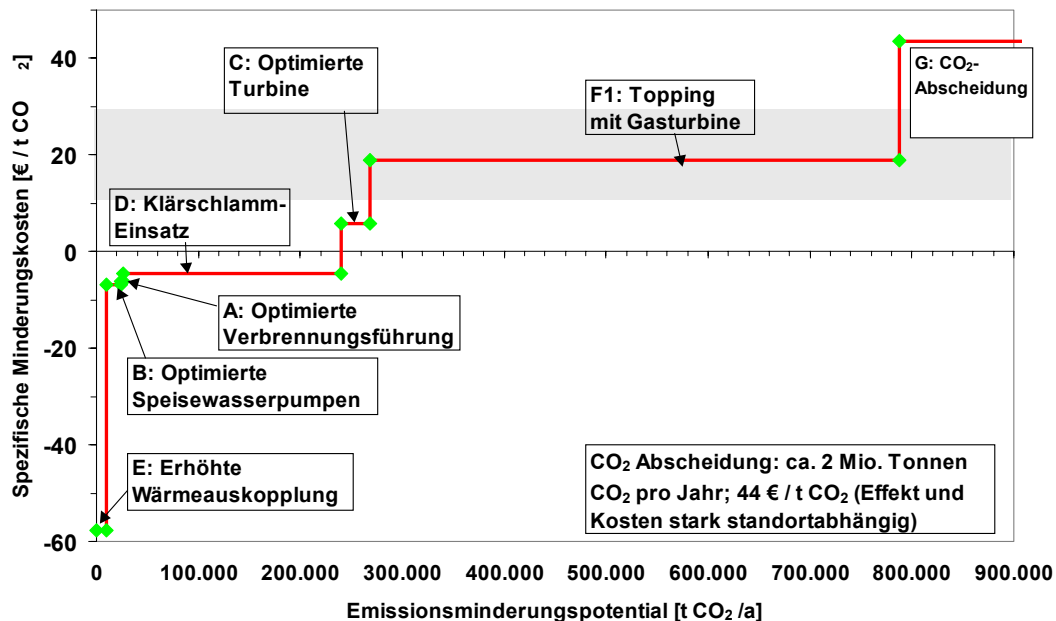
Die Preise für zukünftige Zuteilungsperioden hängen zusätzlich zu den oben genannten Faktoren u. a. von folgenden Einflüssen ab:

- **EH-Budgets** für 2008 - 2012 und folgende Zuteilungsperioden; diese wiederum hängen u. a. von den Kyoto- und den Post-Kyoto-Zielen, den Beiträgen anderer Sektoren (v. a. Haushalte und Transportsektor) zur Zielerreichung, dem staatlichen Zukauf von AAUs, ERUs und CERs sowie der Verkaufsstrategie der „Hot Air“-Staaten ab).
- **Verbindung mit anderen Emissionshandelssystemen:** Die Emissionshandelsrichtlinie sieht vor, dass in Zukunft auch Berechtigungen aus anderen Systemen anerkannt werden können. In erster Linie ist dabei an das norwegische Emissionshandelssystem zu denken (siehe Kapitel I-1.7.1). Langfristig sind jedoch auch Verbindungen mit neuen Systemen in Japan oder Kanada denkbar. Da diese beiden Länder relativ weit von ihren Kyoto-Zielen entfernt sind, ist von einer Verbindung mit Emissionshandelssystemen in Japan oder Kanada eher ein Anstieg der Preise für EU-Berechtigungen zu erwarten.
- **Technischer Fortschritt:** Die Minderungskosten, und damit der Preis für Emissionsberechtigungen, können durch technischen Fortschritt gesenkt werden. Auf der einen Seite erhöht der Emissionsrechtehandel die Anreize, in emissionssparende Technologien zu investieren. Die Verbreitung dieser Technologien führt aber bei gleich bleibenden Emissionszielen letztendlich zu einer verminderten Nachfrage bzw. einem erhöhten Angebot an Berechtigungen und damit zu einem niedrigeren Preis.

Welche Minderungsmaßnahmen sollen realisiert werden?

Um zu bestimmen, welche Minderungsmaßnahmen durchgeführt werden sollen, werden die Minderungskostenkurven mit dem erwarteten Zertifikatspreis verknüpft. Aufgrund von Unsicherheiten bei den geschätzten Marktpreisen wie auch bei den Minderungskosten ist es sinnvoll, von einer Preisspanne statt eines einzelnen erwarteten Preises auszugehen. Diese Spanne ist in der folgenden Abbildung I-22 als transparenter Balken eingefügt. Die hier angegebene Preisspanne ist bewusst groß gewählt worden, um daran verschiedene Reaktionsmöglichkeiten darzustellen. In der Realität dürfte diese Unsicherheitspanne im Normalfall geringer ausfallen (siehe dazu auch in diesem Kapitel 2.3, Dritter Schritt, Stichwort Sensitivitätsanalysen).

Abbildung I-22: Preisspanne für das Beispiel



Quelle: Fraunhofer ISI

Unabhängig davon, ob das Unternehmen Emissionsverpflichtungen unterliegt, sollten sämtliche Maßnahmen mit negativen Nettokosten (so genannte *No-regret*-Optionen, hier Optionen E, B, A und D) realisiert werden, da sich diese ohnehin rechnen. Bestehen Emissionsverpflichtungen mit der Möglichkeit des Emissionsrechtehandels, gilt folgende Regel:



Es sind alle Minderungsoptionen durchzuführen, die kostengünstiger sind als der erwartete Zertifikatspreis.

Im Beispiel, in dem der erwartete Zertifikatspreis zwischen 10 € und 30 € (im Durchschnitt knapp 20 €)⁹³ beträgt, wird man neben den zuvor erwähnten *No-regret*-Optionen auf jeden Fall auch die Option C mit ihren Kosten von 5,88 € pro Tonne CO₂-Verminderung durchführen. Die damit einhergehenden Emissionsminderungen in Höhe von insgesamt 240.000 t können entweder zur Erfüllung der eigenen Verpflichtungen eingesetzt werden (da billiger als Zertifikatezukauf) oder mit entsprechendem Gewinn (= Fläche zwischen Zertifikatspreisl Linie und Kostenpotenzialkurve) verkauft werden.

⁹³ Unter der Annahme, dass alle Preise innerhalb der gegebenen Preisspanne gleich wahrscheinlich sind.

Ein auf Sicherheit bedachter Unternehmer wird es bei dieser Emissionsminderung belassen. Ein anderer Unternehmer, der dem Preisrisiko gegenüber neutral eingestellt ist, wird hingegen auch die Option F1 (Topping mit Gasturbine) durchführen, da ihre Kosten von 18,87 € unter dem durchschnittlich erwarteten Preis von 20 € liegen.

Zweiter Schritt: Entscheidung über Ver- oder Zukauf von Zertifikaten

Wie zu Beginn dieses Strategiekapitels erwähnt, müssen für sämtliche Emissionen am Ende der Abrechnungsperiode Zertifikate gehalten werden. Diese können durch Zertifikate aus der Ausgangszuteilung sowie durch die in Schritt 1 identifizierten Minderungsmaßnahmen gedeckt werden.⁹⁴

Bei einer Unterdeckung (Saldo inklusive Maßnahmen > 0) müssen Zertifikate für diese Periode zugekauft werden. Bei einer Überdeckung (Saldo inklusive Maßnahmen < 0) können Zertifikate entsprechend verkauft werden.⁹⁵ Dieser Sachverhalt ist in Abbildung I-23 dargestellt und wird im Folgenden an zwei Fallbeispielen näher erläutert:

- Fall 1: Zertifikateunterdeckung von 240.000 t (= Saldo ohne Maßnahmen)
- Fall 2: Zertifikateunterdeckung von 320.000 t (= Saldo ohne Maßnahmen)

In Fall 1 wird ein Saldo ohne Maßnahmen von 240.000 t angenommen. Diese Unterdeckung mit Zertifikaten kann durch Realisierung der vier *No-regret*-Maßnahmen E, B, A und D gedeckt werden. Bei einem Marktpreis von 10 €/t CO₂ ist auch Maßnahme C rentabel. Somit beträgt die optimale Vermeidungsmenge 268.000 t. Da die Unterdeckung jedoch nur 240.000 t beträgt, können für 28.000 t Zertifikate verkauft werden. Der Erlös aus dem Verkauf dieser Zertifikate beläuft sich bei einem Zertifikatspreis von 10 € pro t CO₂ auf 280.000 € (28.000 t x 10 €/t). Die Kosten für Option C, deren Realisierung sich ab einem Preis über 5,88 €/t rentiert, belaufen sich auf 164.640 € (28.000 t x 5,88 €/t). Durch den Verkauf der selbst erzeugten Emissionsminderungen, die

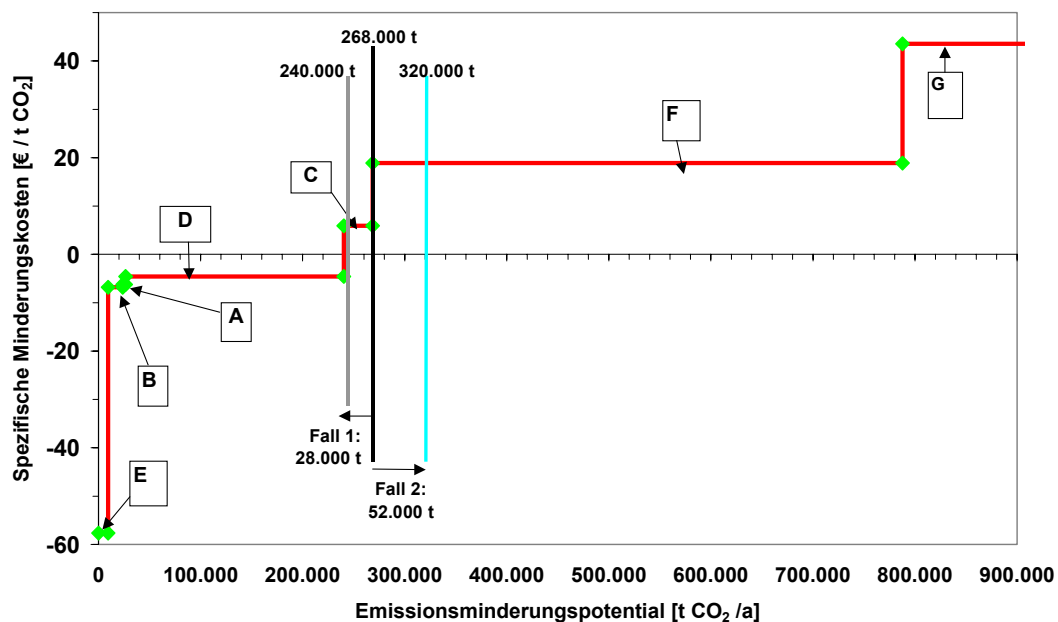
⁹⁴ Bei mehreren Zuteilungsperioden kann, falls *Banking* erlaubt ist, auch auf zuvor gesparte Zertifikate zurückgegriffen werden.

⁹⁵ Bei mehreren Zuteilungsperioden können, falls *Banking* erlaubt ist, Emissionsberechtigungen aus der Überdeckung auch für zukünftige Perioden gespart werden.

über die verpflichtete Menge hinausgehen, lässt sich demnach ein Gewinn von 115.360 € (= 280.000 € - 164.640) erzielen.⁹⁶

Im Fall 2 beträgt der Saldo ohne Maßnahmen 320.000 t. Das heißt, zusätzlich zu den selbst erzeugten Emissionsminderungen in Höhe von 268.000 t müssen entweder noch Zertifikate für 52.000 t hinzugekauft oder aber weitere unternehmensinterne Minderungsmaßnahmen durchgeführt werden. Wird ein Preis von 10 €/t angenommen, wird ein Zukauf günstiger, als die fehlenden Emissionsberechtigungen durch Realisierung von Maßnahme F selbst zu erzeugen. Dafür würden nämlich Kosten in Höhe von 18,87 €/t entstehen.

Abbildung I-23: Zukauf und Verkauf von Zertifikaten im Beispielsfall



Quelle: Fraunhofer ISI

⁹⁶ Dieser Gewinn kommt im Fallbeispiel zu den internen Kostenersparnissen der *No-regret*-Maßnahmen E, B, A und D hinzu.

Entscheidungsproblem im dynamischen Kontext:

In der Realität ist das Entscheidungsproblem wesentlich komplexer als dies in der graphischen Analyse für eine Periode dargestellt wurde. Im Folgenden wird kurz erläutert, wie sich eine Entscheidungsregel im dynamischen Kontext herleiten lässt. Dazu wird über eine dynamische Investitionsrechnung der so genannte **Indikatorpreis** als Kenngröße berechnet. Der Indikatorpreis gibt in Abhängigkeit des prognostizierten Preises für Emissionsberechtigungen an, wann Investitionen in eine Minderungsmaßnahme oder in ein Bündel von Minderungsmaßnahmen wirtschaftlich sind.⁹⁷ Bei diesem Ansatz können Maßnahmen zu unterschiedlichen Zeitpunkten realisiert werden. Außerdem wird berücksichtigt, dass die Emissionswirkungen einer Maßnahme davon abhängen, welche anderen Maßnahmen bereits durchgeführt wurden.

Der Indikatorpreis basiert auf folgender Überlegung: Die Investition in ein Maßnahmenbündel rentiert sich dann, wenn der Kapitalwert aller damit verbundenen Ausgaben (und Einnahmen) größer ist als der Kapitalwert der Ausgaben für den Zukauf an Zertifikaten, wobei die Menge an zugekauften Zertifikaten der Menge der eingesparten Emissionen entspricht. Diese Überlegung lässt sich auch formal fassen:

$$KW(M) >^? KW(Z)$$

Dabei steht $KW(M)$ für den Kapitalwert der Ausgaben für das Maßnahmenbündel M bzw. $KW(Z)$ für den Kapitalwert der Ausgaben für den Kauf von Zertifikaten am Markt Z. Sowohl $KW(M)$ als auch $KW(Z)$ nehmen in der Regel negative Werte an. Der Kapitalwert des Maßnahmenbündels lässt sich in folgende Einzelkomponenten zerlegen: Investitionszahlungen (I_M), Kostenänderungen aus Verbrauchsänderungen bei den Inputfaktoren (ΔI_{n_M}) sowie in beschäftigungsabhängige (ΔO_M) und beschäftigungsunabhängige (ΔB_M) Kostenänderungen. Für die Entscheidungsregel ergibt sich damit, dass in die Maßnahme investiert werden sollte, falls

$$KW(I_M) + KW(\Delta I_{n_M}) + KW(\Delta B_M) + KW(\Delta O_M) > KW(Z)$$

⁹⁷ Der Indikatorpreis wurde im Planspiel SET UP den Teilnehmern als entscheidungsunterstützendes Werkzeug über eine Internetplattform zur Verfügung gestellt und von den Teilnehmern als sehr hilfreich für die Entwicklung einer Vermeidungs- und Kaufstrategie beurteilt (vgl. Schleich et al. (2002): Simulation eines Emissionshandels für Treibhausgase in der baden-württembergischen Unternehmenspraxis (SET UP), Endbericht an das Ministerium für Umwelt und Verkehr, Baden-Württemberg, Fraunhofer ISI, Universität Karlsruhe, Takon GmbH, Karlsruhe, Download: <http://www.isi.fraunhofer.de/n/planspiel/endber.pdf>.

Für den Kapitalwert der alternativ zu kaufenden Zertifikate gilt:

$$KW(Z) = - \sum_t \frac{1}{(1+i)^t} p_z^t z_t .$$

Dabei steht i für den Marktzins, (p_z^t) gibt den prognostizierten Verlauf der Zertifikatepreise und (z_t) die eingesparten Zertifikate wieder.

Interpretiert man den Preis für Zertifikate als stabiles Preisniveau p_z , (unabhängig von der Zeit), so lässt sich die Investitionsentscheidung wie folgt umformulieren:

$$KW(M) > KW(Z)$$

$$\Leftrightarrow$$

$$p_{ind} = \frac{KW(M)}{- \sum_t \frac{1}{(1+i)^t} z_t} < p_z .$$

Diese Gleichung bringt zum Ausdruck, dass sich eine Investition in das Maßnahmenbündel lohnt, wenn der Indikatorpreis geringer ist als der erwartete konstante Preis für Zertifikate.

Dritter Schritt: Berücksichtigung von Unsicherheiten

Entscheidungen darüber,

- welche Emissionsminderungsmaßnahmen durchzuführen sind und
- ob Zertifikate gekauft, verkauft oder gespart werden sollen,

sind mit großen Unsicherheiten behaftet.

Welche Unsicherheiten und Risiken liegen vor?

Prinzipiell lassen sich die möglichen Risiken in *Preisrisiken*, *Rechtsrisiken*, *Kostenrisiken* und *Mengenrisiken* unterscheiden.⁹⁸

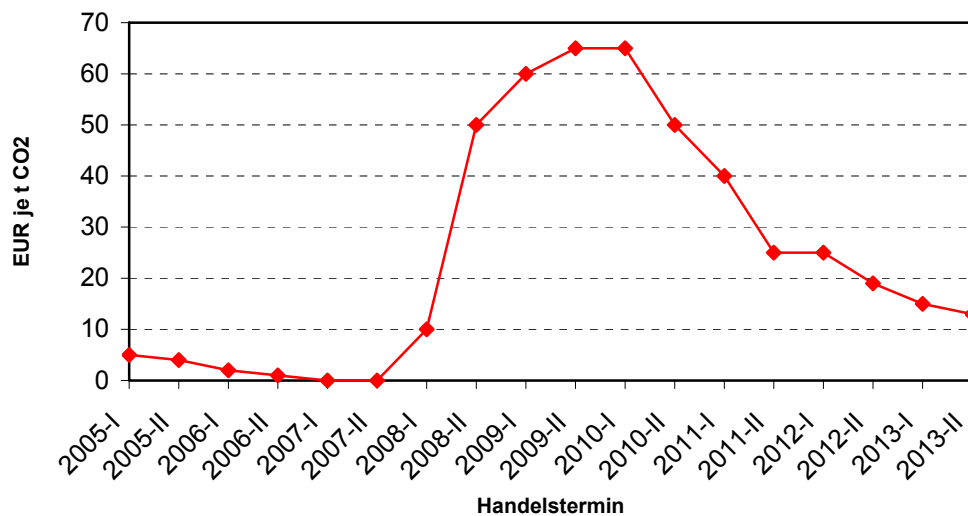
⁹⁸ Vgl. dazu auch Springer, U. und Laurikka, H. (2002): *Quantifying Risks and Risk Correlations of Investment in Climate Change Mitigation*, IWOe Discussion Paper 101, Oktober 2002.

Preisrisiken auf dem Markt für Emissionsberechtigungen ergeben sich aus Verschiebungen im Angebot oder in der Nachfrage nach Emissionsberechtigungen. Die Ursache für starke Preisschwankungen kann z. B. in Temperaturschwankungen (mit Auswirkungen auf Kühl- und Heizbedarf sowie der Erzeugung von Strom aus Wasserkraftwerken), Schwankungen der Brennstoffpreise (mit Auswirkungen auf die Fahrweise von Kohle- und Gaskraftwerken) oder in Verhaltens- und Erwartungsänderungen der Marktteilnehmer (z. B. als Reaktion auf neue politische Rahmenbedingungen) liegen. Gegen Ende der ersten Zuteilungsperiode ist wegen des *Banking*- und *Borrowing*-Verbotes mit einem starken Anstieg oder einem extremen Abfall der Preise für EUAs (*EU Allowances*) zu rechnen. Sind die Rechte eher knapp, ist auf Grund des *Borrowing*-Verbotes mit einem starken Preisanstieg zu rechnen. Bei einem Überschuss führt das *Banking*-Verbot zu einem starken Preisverfall (vgl. Abbildung I-24).

Zusätzliche Risiken, die sich aus den politischen Rahmenbedingungen ergeben, betreffen Art und Umfang der Einbeziehung von Gutschriften aus projektbasierten Mechanismen oder zusätzlicher Quellen (Anlagen, Gase) sowie künftige Emissionsziele. Prinzipiell gilt, dass sich die Höhe der Zertifikatspreise umso schwerer abschätzen lässt, je weiter in der Zukunft sie vorausgesagt werden sollen. Die Preise für EU-Berechtigungen und damit das Preisrisiko hängen viel stärker von aktuellen und zukünftigen politischen Entscheidungen ab, als dies sonst bei Gütern der Fall ist (vgl. Ausführungen im Abschnitt „Erster Schritt“).

Darüber hinaus existiert ein **Rechtsrisiko**, das gerade in der Anfangsphase des EU-Emissionshandels eine große Rolle spielt. Zum einen wurden in Deutschland bis Ende Januar 2005 fristgerecht fast 800 Widersprüche gegen die Zuteilungsentscheidung für die erste Zuteilungsperiode (2005 - 2007) eingelegt, in denen die Unternehmen u. a. eine nochmalige Überprüfung der zugeteilten Menge an Berechtigungen fordern. Zum anderen hat die Kommission die verschiedenen Ex-Post-Korrekturen bei der Anfangszuteilung beanstandet. Aus Gründen der Planungssicherheit ist zu hoffen, dass diese Rechtsunsicherheiten noch im Jahr 2005 gelöst werden.

Abbildung I-24 Preisverlauf der Zertifikate im Planspiel SET UP



Anmerkung: Die Spielregeln des Planspiels erlaubten keine Übertragung überschüssiger Emissionsberechtigungen von 2007 nach 2008. In Verbindung mit einem Überschuss an Berechtigungen bis 2007 kam es zunächst zu einem Preisverfall. Außerdem wurden aufgrund der anfangs niedrigen Preise kaum Maßnahmen beschlossen. Ab 2008 kam es in Verbindung mit der zunehmenden Verknappung der Emissionsberechtigungen zur Bildung einer Preisblase, die sich erst nach einiger Zeit wieder abbaute.

Quelle: Schleich et al. (2002): Simulation eines Emissionshandels für Treibhausgase in der baden-württembergischen Unternehmenspraxis (SET UP), Endbericht an das Ministerium für Umwelt und Verkehr, Baden-Württemberg, Fraunhofer ISI, Universität Karlsruhe, Takon GmbH, Karlsruhe.

Kostenrisiken resultieren aus Unsicherheiten über Minderungskosten. Neben Investitionskosten, die sich gerade bei neuen Technologien durch höhere Stückzahlen verringern können (z. B. Windturbinen), zählt dazu vor allem die zukünftige Entwicklung der **Brennstoff- und Strompreise**.

Ferner können Mengenrisiken entstehen, wobei diese besonders bei projektbasierten Mechanismen relevant sind, da sie sich auf **Unsicherheiten über die Höhe der vermiedenen Menge** an Treibhausgasen beziehen. Unsicherheiten in Bezug auf die *Baseline* bestehen gerade bei langfristigen Projekten oder bei solchen Projekten, bei denen die *Baseline*-Emissionen nicht absolut, sondern spezifisch, d. h. relativ zu einer Aktivitätsgröße (z. B. t Rohstahl, t Zement, kWh Strom) berechnet werden, die ihrerseits stark schwanken kann. Analog ergeben sich Unsicherheiten in Bezug auf die Emissionen des Projekts, die wiederum von konjunkturbedingten Aktivitäts-/Auslastungsschwankungen, aber auch von technischen oder umweltbedingten Unsicherheiten (Windgeschwindigkeiten, Sonnenstrahlung) beeinflusst werden. Schließlich können auch soziale Risiken, die sich aus der (mangelnden) Akzeptanz der Projekte bei den Betroffenen ergeben können, hinzukommen.

Aus den oben aufgeführten Risiken sollten bei der Aufstellung einer Strategie unbedingt Sensitivitätsanalysen durchgeführt werden. Sie ermöglichen bei Annahme alternativer zukünftiger Zertifikatspreise, Brennstoff- und Strompreise sowie der prognostizierten Emissionen die Überprüfung der Entscheidungen über die durchzuführenden Maßnahmen und darüber, ob Zertifikate gekauft, verkauft oder gespart werden sollten. Je nach Branche kann es sinnvoll sein, auch andere Größen einer Sensitivitätsanalyse zu unterziehen.

Die verschiedenen Ergebnisse können dann miteinander verglichen und ihr Eintreten mit Wahrscheinlichkeiten gewichtet werden. Die gewählte Strategie wird letztendlich auch von der Risikobereitschaft des Unternehmens beeinflusst.

Wie lassen sich Risiken reduzieren?

Manche mit dem Emissionshandel verbundenen Risiken lassen sich durch **aktives Risikomanagement** abfedern. Beispielsweise kann davon ausgegangen werden, dass sich neben einem Markt für Emissionsberechtigungen auch Märkte für so genannte Derivate (*Forwards*, *Futures*, Optionen) entwickeln werden (vgl. Kapitel I.2.4), mit deren Hilfe sich das **Preisrisiko** durch so genanntes *Hedging* absichern lässt.

Ein Unternehmen, das eine Minderungsmaßnahme größeren Umfangs plant und das deren Emissionsminderungen verkaufen will, kann dann durch einen **Forward** den Preis festsetzen, der zum zukünftigen Zeitpunkt, wenn die Maßnahme fertig gestellt ist, gelten soll. Es muss dazu einen Partner finden, der zum gewünschten Zeitpunkt zu eben diesem Preis die festgesetzte Menge Zertifikate kaufen will, zum Beispiel, weil er einen Produktionsausbau plant.

Eine **Option** räumt ihrem Besitzer gegen die Zahlung einer Prämie das Recht, aber nicht die Pflicht ein, eine bestimmte Menge an Emissionsberechtigungen zu einem vorgegebenen Preis zu kaufen bzw. zu verkaufen.

Durch geschickte Kombination der genannten Finanzmarktinstrumente, bzw. der verschiedenen Arten von Minderungsoptionen lassen sich **Portfolios** oder **Fonds** zusammenstellen, die den individuellen Bedürfnissen und der Risikobereitschaft der betroffenen Unternehmen entsprechen.

Vierter Schritt: Strategieplanung

Für die Strategieplanung wird ein dreistufiges Vorgehen vorgeschlagen, dessen Komponenten ein Strategieplan, ein Jahresplan und ein operativer Plan sind (vgl. Abbildung I-25).

Abbildung I-25: Strategieplanung



Quelle: Fraunhofer ISI

Im **Strategieplan**, dem eine längerfristige Orientierung zu Grunde liegt, sollte dargestellt werden, wie die unternehmensrelevanten klimapolitischen Verpflichtungen und die sich daraus ergebenden Reaktionen mit den sonstigen Unternehmenszielen und -aktivitäten im Zusammenhang stehen. Außerdem ist die organisatorische Einbindung des Emissionshandels ins Unternehmen zu gewährleisten (vgl. Kapitel I.2.7). Dazu müssen Zuständigkeiten und Verantwortlichkeiten festgelegt sowie Entscheidungen getroffen werden, welche Aufgaben gegebenenfalls von Dritten übernommen werden sollen. Vor Beginn einer Periode sollte in groben Zügen Auskunft darüber erfolgen, wie das Unternehmen auf die Chancen und Verpflichtungen der Klimapolitiken, insbesondere des Emissionshandels zu reagieren plant.

In Abhängigkeit der prognostizierten relevanten Emissionen, der zugeteilten Berechtigungen, zukünftiger bekannter oder erwarteter Zuteilungsregeln, der erwarteten Zertifikatspreise und der Minderungskosten wird für **jede** Periode des gesamten Planungszeitraums festgelegt:

- (1) welche Minderungsmaßnahmen (inkl. JI und CDM) durchgeführt werden sollen;
- (2) welche Mengen an Zertifikaten unter Einhaltung der unternehmensspezifischen Emissionsziele am Markt verkauft oder zugekauft werden sollen;
- (3) welche Mengen an Zertifikaten unter Einhaltung der unternehmensspezifischen Emissionsziele vorgezogen oder für zukünftige Perioden gespart werden sollen.

Im Prinzip stellt dieser Strategieplan die Lösung eines intertemporalen Optimierungsmodells dar, in dem (1) bis (3) simultan festgelegt werden. Da die Unsicherheiten, insbesondere in Bezug auf die Preisentwicklung auf dem Zertifikatemarkt, dem Brennstoffmarkt und in Bezug auf die zukünftigen Emissionen bei der Erstellung des Strategieplans noch sehr hoch sind, sollten alternative Strategien für unterschiedliche Szenarien entwickelt werden, um den Einfluss dieser Unsicherheiten auf die längerfristigen Entscheidungen des Unternehmens abschätzen zu können. Der Strategieplan ist besonders für langfristige Investitionsentscheidungen wichtig und sollte auf Grund der notwendigen Vorlaufzeiten für die Durchführung von Minderungsmaßnahmen frühzeitig vor Beginn der jeweiligen Zuteilungsperioden entwickelt werden. Der Strategieplan ist bei Änderungen wichtiger Entscheidungsparameter (z. B. Preise, Technologien, Klima-/ Steuerpolitik, Konjunktur) entsprechend zu modifizieren.

Im **Jahresplan** werden unmittelbar vor Beginn eines Abrechnungszeitraums die Plangrößen für (1) bis (3) bestimmt. Gegenüber dem Rahmenplan ist der Detaillierungs- und Präzisionsgrad deutlich höher und basiert auf aktuelleren Daten. Allerdings ist die Flexibilität in Bezug auf die technisch möglichen und realisierbaren Alternativen geringer als beim Strategieplan.

Im **operativen Geschäft** wird während einer Abrechnungsperiode überprüft, inwiefern die im Jahresplan festgelegten Strategien unter der realen Marktentwicklung zielführend sind. Emissions- und Preisprognosen sind mit hoher Sicherheit durchführbar, auf Marktpreise kann kurzfristig mit Kauf oder Verkauf von Zertifikaten reagiert werden, schnell wirkende technische Maßnahmen sind aber nur noch begrenzt realisierbar.

Wichtig ist, dass zwischen den Plänen Feedbacks und Überlappungen eingebaut werden.

2.4 Handelsabwicklung

Erster Schritt: Ermittlung von Handelsintermediären

Damit ein Handel mit Zertifikaten überhaupt stattfinden kann, müssen sich Käufer und Verkäufer mit kompatiblen Kauf- bzw. Verkaufsangeboten für Preise und Mengen finden.⁹⁹ Im Falle des **bilateralen Handel** suchen sich Verkäufer bzw. Käufer selbst einen passenden Marktpartner, was durchaus mit hohen Such- und anderen Transaktionskosten verbunden sein kann. Mit zunehmender Marktliquidität ist jedoch davon auszugehen, dass sich auch andere Handelsformen bzw. Märkte herausbilden, die einen Austausch an Zertifikaten für beide Handelspartner vereinfachen. Dabei bieten sich folgende Handelsformen an:

- *Over-the-Counter*-Handel (OTC) über private Makler/*Broker* und
- Börsen/Handelsplattformen.

Bei der Wahl des Handelsintermediärs sind Informationstransparenz, Marktliquidität und Risikoverteilung wichtige Kriterien. Mittlerweile haben sich einige *Broker* am Markt etabliert, darunter z. B.

- **Evolution Markets:** <http://www.evolutionmarkets.com/>
- **Natsource:** <http://www.natsource.com/>
- **CO2e:** <http://www.CO2e.com/>

Die Leipziger Börse, deren **European Energy Exchange** (EEX) bereits im Stromhandel aktiv ist, konnte am 9. März 2005 die europaweit erste Spot-Auktion für EU-Emissionsrechte starten. Mittelfristig plant die EEX auch eine Börsenplattform für den *Forward*-Handel: **EEX-Leipzig:** <http://www.eex.de/>. Ähnliches gilt für die Stromhandelsbörse in Skandinavien, **Nord Pool** (*Nordic Power Exchange*), die bereits Spot- und Forwardhandel ermöglicht: <http://www.nordpool.com/>.

⁹⁹ Auf den Internetseiten von co2ncept (www.co2ncept.net) kann ein Leitfaden zum "Zertifikatehandel" herunter geladen werden, der den Betreibern den Einstieg in den Handel erleichtern soll.

Auch die Börsen in Paris (Powernext Carbon, <http://powernextcarbon.powernext.fr>) und Graz (EXAA, <http://www.exaa.at>), die **European Climate Exchange** (ECX, <http://www.europeanclimateexchange.com>), die eine Tochter der *Chicago Climate Exchange* mit Filialen in London und Amsterdam ist, sowie die **CLIMEX** Handelsplattform von NewValues (NL) (<http://www.climex.com>) planen, solche Handelsplattformen zu etablieren bzw. haben diese schon eingerichtet.

Worin liegen die Unterschiede zwischen den Handelsplattformen?

Beim **Over-the-Counter-Handel** (OTC-Handel) finden freie Makler die passenden Handelspartner und stimmen Angebot und Nachfrage ab. Ein *Broker* verfügt typischerweise über ein weit verbreitetes Netzwerk an Kontakten zu Unternehmen, die EU-Berechtigungen kaufen bzw. verkaufen möchten. Der Broker handelt dann einen Preis und sonstige Vertragsbedingungen wie Menge und Ausführungsdatum (*Settlement Date*) aus, die von beiden Handelspartnern akzeptiert werden. Ein Broker vermittelt lediglich die Transaktion, wird also nicht zum Vertragspartner.¹⁰⁰ Verträge werden direkt zwischen Käufer und Verkäufer geschlossen, die Berechtigungen werden direkt vom Verkäufer zum Käufer transferiert und die Zahlungen erfolgen unmittelbar vom Käufer an den Verkäufer. Für die Vermittlungsdienste erhebt der Broker eine Gebühr (Maklerkommission).

Konkret verläuft der Handel über einen Broker so ab, dass dieser eine telefonische Bestätigung (Gespräch wird in der Regel aufgezeichnet) von Käufer und Verkäufer einholt. Der Vertrag ist bereits zu diesem Zeitpunkt bindend, vorausgesetzt die anschließende Vertrags- und Kreditprüfungen geben keinen Grund zur Beanstandung. Die Vertragsbedingungen werden dann beiden Vertragspartnern schriftlich zugesandt. Dabei werden dann auch die Namen der jeweils anderen Vertragsseite bekannt gegeben, so dass diese die unterschriebenen Verträge austauschen können. Das *Settlement* erfolgt, indem der Verkäufer von seinem Konto im nationalen Register die vertraglich zugesagte Menge an EU-Berechtigungen auf das Konto des Käufers transferiert (siehe Details zum Register in Kapitel I.1.2.10 sowie I.2.5) und der Käufer im Gegenzug die Zahlung vornimmt.

Bei OTC-Produkten handelt es sich im Gegensatz zu börsengehandelten Produkten um maßgeschneiderte, nicht standardisierte Produkte.

¹⁰⁰ In manchen Fällen fungieren Broker auch selbst als Käufer/Verkäufer und tragen somit das Risiko, danach einen Marktpartner zu finden, selbst.

An der **Börse** werden zu bekannten Konditionen (Öffnungszeiten, Spielregeln, Teilnehmer, etc.) standardisierte Produkte (hier Zertifikate) gehandelt, d. h. über Kauf- und Verkaufsanträge Handelspartner vermittelt. In der Regel wird ein Mindestvolumen, z. B. 1.000 t CO₂ je Transaktion vorgeschrieben. An Börsen werden über Kauf- und Verkaufsangebote markträumende Gleichgewichtspreise ermittelt. Wie beim OTC-Handel gibt es **Doppelauktionen** in Form von permanenten zweiseitigen Versteigerungen, bei denen Gebote und Gesuche permanent abgestimmt werden, d. h. sobald zwei Partner zustimmen, wird der Handel zum vereinbarten Preis durchgeführt. Im Unterschied zum OTC-Handel übernimmt die Börse als Akteur die Haftung für die Zahlungs- und Lieferfähigkeit (der Zertifikate) der Handelspartner. Die Börsen haben in der Regel Konten in den verschiedenen nationalen Registern der EU-Mitgliedstaaten. Der Verkäufer transferiert die Zertifikate auf ein solches Konto. Danach überweist die Börse die Zertifikate auf das Konto des Käufers. Die Stromhandelsbörsen wie EEX oder Nord Pool bieten darüber hinaus an, die Positionen der Kunden aus Strom- und EU-Emissionsrechtehandel abzustimmen. Eine andere Möglichkeit (wie sie z. B. die französische Börsen-Initiatoren Euronext, Powernext und *Caisse des Dépôt et Consignation* (CDC) erwägen) basiert auf der Möglichkeit, im Register mehr als einen "Kontobevollmächtigten" zu nennen. Würden Firmen ihre Kontovollmacht an eine Handelsplattform übertragen, könnte diese neben der anonymen Transaktion des Geldes auch den Transfer der Zertifikate vornehmen.

An der Börse werden im Allgemeinen auch stetig Informationen über die Preise – und zum Teil die Mengen – der getätigten Handelstransaktionen veröffentlicht – eine Leistung, die beim OTC-Handel nicht zwangsläufig gegeben sein muss. Die Existenz einer Börse setzt eine gewisse Marktliquidität – also hinreichend große Handelsmenge – voraus. Der Vorteil von Börsen liegt vor allem in einem geringeren Risiko und in ihrer Zuverlässigkeit als Handelspartner, weshalb nur vereinfachte Risikoprüfungen notwendig sind. Im Gegensatz zum OTC-Handel gibt es nur eine Gegenpartei für Kauf- und Verkaufsgeschäfte. Die Börse fungiert dabei als *Clearing*-Haus, das die Verrechnung von Forderungen und Verbindlichkeiten aus den Spot- und Termingeschäften zentral übernimmt. Die Händler haben damit Forderungen und Verpflichtungen gegenüber dem *Clearing*-Haus, das wiederum für den erfolgreichen Abschluss des Handels in der Erfüllungspflicht steht. Das heißt, das *Clearing*-Haus ist verpflichtet, die Emissionsrechte dem Käufer zu liefern und dem Verkäufer das Geld zu übertragen. Damit sind die eigentlichen Handelspartner gegen das Ausfallrisiko abgesichert, im Gegenzug verlangt die Börse allerdings eine Gebühr für ihre Leistung, die auch den Risikotransfer beinhaltet.

Der Nachteil von Börsen liegt vor allem in der relativ komplizierten und in der Regel teuren Zulassung zur Börse (es sei denn, man ist bereits bestehendes Börsenmitglied). Da aus Sicht der Börse das Gegenparteienrisiko allerdings besteht, müssen sich Anwärter unter Umständen einer umfangreichen Prüfung unterziehen und in der Regel ausreichende Sicherheiten hinterlegen. Darüber hinaus können für jede Transaktion Abwicklungskosten anfallen. **Gerade für kleinere Emittenten ist es auf Grund der vergleichsweise hohen Transaktionskosten wenig sinnvoll, den Handel direkt über eine Börse abzuwickeln.**

Welche Möglichkeiten der Vertragsgestaltung gibt es?

Für die vertragliche Abwicklung des Handels gibt es weder von Seiten der EU-Richtlinie noch von Seiten der nationalen rechtlichen Regelungen noch von Seiten der DEHSt Vorschriften. Bisher werden am Markt in der Regel Rahmenverträge von drei Institutionen verwendet:

- *International Emissions Trading Association* (IETA); Download unter: <http://www.ieta.org/ieta/www/pages/index.php?IdSitePage=58>,
- *European Federation of Energy Traders* (EFET) und
- *International Swaps and Derivatives Association* (ISDA).

Die Verträge der drei Institutionen weisen viele Gemeinsamkeiten auf, unterscheiden sich aber auch in einigen Punkten.

In einer Studie durch die internationale Anwaltskanzlei Baker & McKenzie aus dem Jahr 2004 werden Unterschiede und Gemeinsamkeiten der drei Verträge analysiert und in einer tabellarischen Übersicht zusammengefasst. Die Studie kann im Internet herunter geladen werden unter:

<http://www.ieta.org/ieta/www/pages/download.php?docID=743>.



Zweiter Schritt: Wahl der Handelsprodukte und des Risikomanagements

Je nach Zeithorizont lassen sich verschiedene Arten von Transaktionen unterscheiden.

Bei so genannten **Spotgeschäften** (Kassageschäften) erfolgt die Erfüllung des Vertrags sofort, und es werden direkt und unmittelbar Waren gegen Geld

getauscht: Die Emissionsberechtigungen werden gleich nach Geschäftsabschluss vom Konto des Verkäufers abgebucht und auf das Konto des Käufers übertragen.

Bei **Termingeschäften** fallen hingegen Zeitpunkt der Festlegung der Geschäftskonditionen wie Menge oder Preis (heute) und die (mögliche) Transaktion (später) auseinander: Die Übertragung der Emissionsberechtigungen und die Zahlung erfolgen erst zu einem späteren Zeitpunkt.¹⁰¹ Mit Hilfe so genannter **Derivate** können sich die Marktteilnehmer gegen Preisrisiken absichern.¹⁰² Unter Derivaten versteht man Instrumente, deren Wert vom Wert zugrunde liegender Güter (*Underlying*, hier also Emissionsberechtigungen) abhängt. Prinzipiell lassen sich zwei Arten von Derivaten unterscheiden: *forward*-basierte und optionsbasierte Derivate. Zu den *forward*-basierten Derivaten gehören *Forwards* und *Futures*. Damit lässt sich das Risiko für Unternehmen reduzieren und eine sichere Kalkulationsgrundlage zum Beispiel für Vermeidungsmaßnahmen oder umgekehrt, erwartete Produktionszuwächse schaffen.

Für welche Zeiträume sind Spot- und Terminhandel mit EU-Emissionsberechtigungen möglich?

Der Handel auf dem Spotmarkt für EU-Emissionsberechtigungen für ein bestimmtes Jahr erstreckt sich zeitlich vom Datum der Ausgabe bis zum 30. April des Folgejahres, da bis spätestens dahin die Berechtigungen einzureichen sind. Werden beispielsweise Berechtigungen für das Jahr 2006 zum letztmöglichen Termin, dem 28. Februar 2006, ausgegeben, dann können Emissionsberechtigungen des Jahres 2006 zwischen dem 28. Februar 2006 und dem 30. April 2007 auf dem Spotmarkt gehandelt werden. Der Terminhandel endet ebenfalls am 30. April, kann aber zu jedem beliebigen vorherigen Datum, also auch schon vor Jahresbeginn, stattfinden. Spothandel und Terminhandel von Berechtigungen ergänzen sich daher.

¹⁰¹ Einen guten Überblick über Instrumente zur Risikoabsicherung auf Energiemärkten findet sich beispielsweise in C. Bergschneider, M. Karasz und R. Schumacher (1999): Risikomanagement im Energiehandel – Grundlagen, Techniken und Absicherungsstrategien für den Einsatz von Derivaten, Stuttgart.

¹⁰² Zukünftige Käufer können sich prinzipiell natürlich auch durch das Übertragen von Berechtigungen in zukünftige Perioden gegen Preissteigerungen auf dem Zertifikatemarkt absichern. Aus Liquiditätsgründen, wenn *Banking* eingeschränkt ist (ggf. z. B. von 2007 nach 2008) oder wenn fallende Preise erwartet werden, können Derivate eine sinnvolle Alternative darstellen.

Sind EU-Emissionsberechtigungen und Derivate Finanzinstrumente im Sinne des Kreditwesengesetzes?

In § 15 Satz 1 TEHG wurde gesetzlich festgelegt, dass EU-Emissionsberechtigungen keine Wertpapiere sind und somit auch nicht als Finanzinstrumente im Sinne von § 1 (11) des Kreditwesengesetzes (KWG) gelten. Damit unterliegt der Handel mit Berechtigungen nicht der Finanzmarktaufsicht durch das Bundesamt für die Finanzdienstleistungsaufsicht (BaFin).

Dem gegenüber werden allerdings Derivate gemäß § 15 Satz 1 TEHG als Finanzinstrumente eingestuft, die der Aufsicht der BaFin unterliegen (auch sie gelten aber nicht als Wertpapiere). Für den Handel mit Derivaten auf Basis der EU-Emissionsberechtigungen ist daher eine Erlaubnis nach § 32 I KWG erforderlich. Die Erlangung dieser Erlaubnis kann mit hohen Kosten verbunden sein.

Was sind *Forwards* und wo werden sie gehandelt?

Im einfachen Fall werden beim **außerbörslichen Handel** mit *Forwards* die Konditionen zwischen den Handelspartnern individuell festgelegt. Ist der vereinbarte Preis höher als der aktuelle Spotmarktpreis, spricht man von einem *Contango*. Umgekehrt bezeichnet eine *Backwardation* eine Situation, in der der Preis für den *Forward* niedriger ist als der gegenwärtige Spotmarktpreis. Bei *Forwards* handelt es sich um individuelle private Verträge zwischen zwei Handelspartnern, so genannten **OTC-(Over-the-Counter)**-Geschäften. Durch Rahmenverträge, in denen bestimmte Regelungen (Zahlungsmodalitäten, Konsequenzen bei Nichterfüllung etc.) festgelegt werden, lassen sich die Transaktionskosten reduzieren. Mit *Forwards* lassen sich, wie mit anderen Derivaten, Risiken absichern. Ob die jeweilige Geschäftspartei dabei Gewinn oder Verlust macht, hängt von der tatsächlichen Preisentwicklung für das dem *Forward* zugrunde liegende Gut, dem so genannten *Underlying* (hier: handelbare Emissionsberechtigung) ab.

Dieser Sachverhalt soll anhand eines einfachen **Beispiels** kurz erläutert werden. Ein Stromerzeuger (Verkäufer), der gerade eine Wirkungsgradverbesserung in seinem Kraftwerk durchgeführt hat und über überschüssige Emissionsberechtigungen verfügt, schließt am 03.01.2006 mit einem Stahlwerk (Käufer) einen Vertrag über den Verkauf von 100.000 t CO₂ zum 02.01.2007 zum Preis von 5 €/t ab. Beträgt der Spotmarktpreis am 02.01.2007 genau 7 €/t, hat der *Forward*-vertrag für das Stahlwerk einen positiven Wert von 200.000 € [(7 €/t - 5 €/t) * 100.000 t]. Für den Stromerzeuger ist der Wert des

Forwards hingegen negativ, da er ein Gut, das 7 €/t wert ist, für 5 €/t verkaufen muss. Hätte der Preis der Emissionsberechtigungen am 02.01.2007 hingegen nur 3 €/t betragen, würde sich der Wert des Vertrages für die beiden Parteien gerade umgekehrt darstellen. Prinzipiell besteht jedoch für diejenige Partie, für die der Wert des *Forwards* positiv ist, das Risiko, dass der Vertragspartner den Vertrag nicht erfüllt (*Kreditrisiko*).

Was ist unter *Short*- und *Long*-Positionen zu verstehen?

Die Position desjenigen, der zum Lieferzeitpunkt die Emissionsberechtigungen (*Underlying*) liefern muss, wird auch als **Short-Position** bezeichnet. Derjenige, der zur Abnahme der Emissionsberechtigungen verpflichtet ist, befindet sich in einer **Long-Position**. Demgegenüber lässt sich der Bedarf (Überschuss) an Emissionsberechtigungen zur Deckung der Emissionen als **physische Short-Position (Long-Position)** charakterisieren.

Was sind *Futures* und wo werden sie gehandelt?

Mit zunehmender Marktliquidität und bei starken Preisschwankungen am Spotmarkt können aus dem einfachen außerbörslichen Terminhandel Terminkontraktmärkte mit standardisierten Terminkontrakten, so genannten *Futures*, entstehen, die an der **Börse** gehandelt werden. Bei *Futures* sind beispielsweise Stückelung und Laufzeit standardisiert, und die Terminbörse übernimmt die Garantie für die Erfüllung der Verträge. Käufer und Verkäufer treten nicht direkt, sondern anonym über Zwischenhändler (*Clearing*-Haus) in Kontakt. Das *Clearing*-Haus sorgt dafür, dass *Long*- und *Short*-Positionen mengenmäßig übereinstimmen, d. h., die Anzahl der Kaufaufträge der Anzahl der Verkaufsaufträge entspricht. Um das **Risiko der Nichterfüllung** zu minimieren, muss zum einen beim Abschluss eines *Futures*-Vertrages ein gewisser Betrag, der so genannte *Initial Margin* hinterlegt werden, dessen Höhe sich nach der Höhe der offenen Positionen richtet und von der Börse festgelegt wird. Dieser Betrag wird auf einem Konto, dem *Margin Account*, hinterlegt. Am Ende eines jeden Handelstages wird der *Margin Account* gemäss den Preisveränderungen des *Futures*-Vertrages angepasst. Steigt der *Future*-Preis, reduziert sich der Kontostand einer Partei mit *Short*-Position, während sich der Kontostand einer Partei mit *Long*-Position entsprechend erhöht. Dieser Vorgang wird auch als *Marking-to-Market* bezeichnet. Zum anderen ist der Kontostand durch Zukäufe sofort auf den *Initial Margin* aufzustocken, falls das Guthaben diesen um einen

bestimmten Prozentsatz (z. B. 25 %) unterschreitet. Im Unterschied zum *Forward*, wo Gewinne und Verluste erst am Ende der Vertragszeit realisiert werden, erfolgt dies beim *Future* kontinuierlich, so dass der Wert eines *Futures*-Vertrages am Ende gleich Null ist. In der Realität müssen *Futures*-Verträge (wie auch *Forward*-Verträge) für Emissionsberechtigungen nicht notwendigerweise auch tatsächlich zu einer physischen Übertragung von Emissionsberechtigungen führen. Vielmehr ist zu erwarten, dass sie vorwiegend zur finanziellen Absicherung des zukünftigen Handels mit Emissionsberechtigungen eingesetzt werden.

Welche *Hedging*-Strategien lassen sich unterscheiden?

Beim so genannten *Hedging* geht es darum, **das Risiko zukünftiger Preisentwicklungen möglichst gering zu halten**. Preisabsicherungen lassen sich dabei prinzipiell mit *Forwards* oder *Futures* durchführen, auch wenn in der Praxis wegen der höheren Standardisierung in der Regel *Futures* verwendet werden.

1. Short Hedge (Short Futures)

Angenommen, ein Unternehmen (Stromerzeuger) möchte Emissionsberechtigungen, die z. B. durch eine Investition in eine Energiesparmaßnahme geschaffen werden, verkaufen. Es befindet sich dann in einer so genannten physischen *Long*-Position. Das Preisrisiko für dieses Unternehmen besteht nun darin, dass der Preis für Emissionsberechtigungen fallen kann. Allerdings besteht bei steigenden Preisen auch eine Gewinnchance. *Short-Hedging* bedeutet, dass sich das Unternehmen gegen das Preisrisiko mit einer *Short-Futures*-Position absichert. Das heißt, es verkauft dieselbe Menge Emissionsberechtigungen über einen *Futures*-Vertrag, verzichtet aber gleichzeitig auf die Chance, von steigenden Preisen zu profitieren.

Beispiel:

Im Januar 2006 liegt der Spotmarkt-Preis für Zertifikate bei 5 €/t CO₂ und für Januar-2007-Futures bei 7 €/t CO₂. Der Stromerzeuger schließt einen entsprechenden *Futures*-Vertrag über den Verkauf von 100.000 t CO₂ für Januar 2007 ab, da er mit fallenden Preisen rechnet.

a) Zunächst wird angenommen, dass sich diese Vermutung bestätigt und der Marktpreis im Januar 2007 beispielsweise bei 3 €/t CO₂ liegt. Ohne den *Futures*-Vertrag hätte der Stromerzeuger nur die Möglichkeit gehabt, die

überschüssigen Emissionsberechtigungen zu diesem Preis zu verkaufen (von *Banking* abgesehen). Mit *Futures*-Vertrag ergibt sich folgende Situation: Der Stromerzeuger kann die Emissionsberechtigungen nach wie vor zum Preis von € 3/t am Spotmarkt verkaufen. Die *Short-Futures*-Position hat ihm jedoch einen Gewinn in Höhe von 4 € pro t CO₂ gebracht, da er die *Futures*, die er im Januar 2006 für 7 €/t verkauft hatte, nun für 3 €/t zurück kaufen kann (Glattstellen). Im Ergebnis erhält der Stromerzeuger 7 €/t CO₂.

b) Angenommen, die Vermutung des Stromerzeugers erfüllt sich nicht, und der Marktpreis für Emissionsberechtigungen liegt im Januar 2007 bei 10 €/t CO₂. Er kann also die Emissionsberechtigungen zu diesem Preis auf dem Markt verkaufen. Die *Short-Future* Position hat nun allerdings zu einem Verlust von 3 €/t geführt, da er für die Emissionsberechtigungen, die er für 7 €/t verkaufen musste, zum Glattstellen nun 10 €/t ausgeben müsste. Im Ergebnis erhält der Stromerzeuger zwar wieder 7 €/t CO₂. Allerdings muss er einen Mindererlös in Höhe von 3 €/t in Kauf nehmen, der die Kosten für die Absicherung des Preisrisikos darstellt.

2. Long Hedge (Long Futures)

Angenommen, ein Unternehmen (Stahlwerk) weiß, dass es im Januar 2007 Emissionsberechtigungen zukaufen muss (physische *Short-Position*). Will es, um sich gegen mögliche Preissteigerungen abzusichern, den Preis bereits heute festlegen, dann kann es eine *Long-Futures*-Position eingehen und einen *Futures*-Vertrag über den Kauf von Emissionsberechtigungen abschließen. Liegt der tatsächliche Spotmarktpreis über dem *Futures*-Preis, führt der *Futures*-Vertrag zu einem Gewinn für das Stahlwerk. Andernfalls zu einem Verlust, der wiederum die Kosten der Absicherung des Preisrisikos widerspiegelt. Tabelle I-15 fasst die grundlegenden *Hedging*-Strategien zusammen.

Tabelle I-15: *Futures-Hedging*-Strategien

Physische Position	Abzusicherndes Preisrisiko	<i>Futures</i> -Position	Ergebnis
<i>Long</i> (Verkauf überschüssiger Zertifikate geplant)	Fallender Preis	<i>Short</i> (Verkauf)	<i>Short Hedge</i>
<i>Short</i> (Zukauf von Zertifikaten erforderlich)	Steigender Preis	<i>Long</i> (Kauf)	<i>Long Hedge</i>

Quelle: C. Bergschneider, M. Karasz und R. Schumacher (1999): Risikomanagement im Energiehandel – Grundlagen, Techniken und Absicherungsstrategien für den Einsatz von Derivaten, Stuttgart.

3. Hedging mit Swaps

Unter *Swaps* versteht man private Vereinbarungen zwischen zwei Parteien über den Austausch von zukünftigen Zahlungsströmen entsprechend einer vorher festgelegten Formel. Vom Prinzip her lassen sich die Finanzflüsse eines *Swap*-Vertrages in eine Abfolge von *Futures* oder *Forwards* aufspalten. Über einen so genannten *Plain-Vanilla Swap* (*Fixed-for-Floating Swap*) kann sich der Verkäufer von Emissionsberechtigungen für mehrere Perioden gegen einen möglichen Preisverfall schützen, wenn er einen entsprechenden Marktpartner findet, der bereit ist, sich zu denselben Konditionen gegen einen Preisanstieg abzusichern. Der Verkäufer erhält bzw. zahlt dann pro Zertifikat für einen vorher festgelegten Zeitraum die Differenz zwischen dem festgelegten Preis (Referenzwert) und dem jeweiligen Spotmarktpreis. Liegen die Spotmarktpreise unter dem Referenzwert, erhält der Verkäufer die Ausgleichszahlung. Im umgekehrten Fall erhält der Käufer die Differenz. Statt eines fixen Referenzwertes kann auch ein variabler Referenzwert vereinbart werden (*Floating-for-Floating Swap*).

Was sind Optionen?

Forwards und *Futures* sind so genannte Fixgeschäfte oder unbedingte Termingeschäfte, bei denen die Vertragspartner grundsätzlich den späteren Austausch von Rechten und Geld vereinbaren. **Options**geschäfte zählen hingegen zu den bedingten Termingeschäften, bei denen einer Partei das Recht eingeräumt wird, zu einem späteren Zeitpunkt zu entscheiden, ob ein Austausch erfolgen soll oder nicht.

Der Eigentümer (Halter) einer **Kaufoption** (*Call-Option*) hat das Recht, aber nicht die Pflicht, ein zugrunde liegendes Gut (*Underlying*, hier Emissionsberechtigung) bis zu einem festgelegten Zeitpunkt (*Expiration Date*, *Exercise Date*, oder *Strike Date*) vom Stillhalter zu einem vorher festgelegten Preis zu kaufen. Der Stillhalter ist hingegen verpflichtet, das Gut zu verkaufen, wenn der Halter dies wünscht. Eine **Verkaufsoption** (*Put-Option*) gibt dem Halter das Recht, aber nicht die Pflicht, das Gut bis zu einem bestimmten Zeitpunkt an den Stillhalter zu einem vorher festgelegten Preis (auch *Exercise-Preis* oder *Strike-Preis*) zu verkaufen. Wenn der Halter dies wünscht, ist der Stillhalter zum Kauf verpflichtet. Für die Gewährung des eingeräumten Rechts muss der Halter der Option an den Stillhalter eine **Optionsprämie** zahlen und zwar unabhängig davon, ob die Option später tatsächlich ausgeübt wird. Jeder Optionsvertrag hat also einen Käufer (Halter, *Long-Position*), der sich in einer **Long-Position** befindet, und einen Verkäufer (Stillhalter, auch *Writer* genannt), der die **Short-Position** innehat. Der Stillhalter kann sich seinerseits gegenüber zukünftigen Verpflichtungen absichern, indem er seine Position durch Eingehen einer

gegenläufigen *Long*-Position (*Offsetting Order*) glattstellt. Er kann also seine Verpflichtung an einen anderen Stillhalter weiterleiten.

Welche Optionspositionen gibt es?

Prinzipiell lassen sich vier Typen von Optionspositionen unterscheiden:

- *Long-Call*: *Long*-Position für eine *Call*-Option (Kauf einer Kaufoption),
- *Long-Put*: *Long*-Position für eine *Put*-Option (Kauf einer Verkaufsoption),
- *Short-Call*: *Short*-Position für eine *Call*-Option (Verkauf einer Kaufoption),
- *Short-Put*: *Short*-Position für eine *Put*-Option (Verkauf einer Verkaufsoption).

Eine Kaufoption (Verkaufsoption) befindet sich **im Geld** (*In-the-money*), wenn der Spotpreis der Emissionsberechtigungen über (unter) dem *Strike*-Preis liegt. Eine Kaufoption (Verkaufsoption) befindet sich **aus dem Geld** (*Out-of-the-money*), wenn der Spotpreis unter (über) dem *Strike* Preis liegt.

Optionen werden sowohl im OTC-Markt als auch an Börsen gehandelt. Bei standardisierten Optionen legen die Börsen Laufzeit, Stückelung sowie *Strike*-Preise fest, während OTC-Optionen individuell den Bedürfnissen eines Unternehmens angepasst werden können, vorausgesetzt, es findet sich eine passende Gegenpartei.

Nachfolgend werden zwei *Hedging*-Strategien, die sich mit Hilfe von Optionen zur Absicherung des Preisrisikos durchführen lassen, detailliert dargestellt:

a) Kauf einer Kaufoption (*Long-Call*)

Ein Unternehmen (Stahlwerk), das für die Zukunft Emissionsberechtigungen zukaufen möchte, kann sich gegen möglich Preissteigerungen dadurch absichern, dass es eine Kaufoption, z. B. für 100.000 t CO₂ zum *Strike*-Preis von 5 €/t zum Verfallsdatum 02.01.2007 erwirbt. Es muss also höchstens 5 €/t zahlen. Dafür ist eine Optionsprämie in Höhe von 1 € pro t CO₂ zu zahlen. Bei Ausüben der Option fallen demnach Gesamtkosten in Höhe von 6 €/t an. Liegt der Preis auf dem Spotmarkt am Verfallsdatum bei unter 5 €/t, lohnt es sich für das Stahlwerk nicht, die Option auszuüben, da es die benötigten Emissionsberechtigungen auf dem Markt billiger erwerben kann. In diesem Fall führt der Kauf der Kaufoption zu einem Verlust in Höhe von 1 €/t, die als Optionsprämie gezahlt wurden. Liegt der Preis auf dem Spotmarkt am Verfallsdatum hingegen bei 7 €/t, lohnt es sich für das Stahlwerk, die Option auszuüben. Durch den Kauf der Kaufoption hat das Stahlwerk 1 €/t gespart. Liegt der Preis auf dem Spotmarkt bei 5 €/t, stellt sich das Stahlwerk gleich, unabhängig davon, ob es

die Option ausübt, oder ob es auf dem Spotmarkt zukaft, was ebenfalls zu Kosten in Höhe von 6 €/t führt, da ja die Optionsprämie auf jeden Fall zu zahlen ist. Ab einem Preis auf dem Spotmarkt, der höher liegt als der *Strike*-Preis, lohnt es sich also, die Kaufoption auszuüben. Ein Gewinn entsteht aus dem Kauf der Kaufoption aber erst, wenn der Preis auf dem Spotmarkt am Verfallsdatum die Summe aus Optionsprämie und *Strike*-Preis, also 6 €/t, übersteigt.

b) Kauf einer Verkaufsoption (*Long-Put*)

Ein Unternehmen (Stromerzeuger), das in Zukunft Emissionsberechtigungen verkaufen möchte, z. B., weil es plant, eine Wirkungsgradverbesserung durchzuführen, kann sich gegen einen möglichen Preisverfall auf dem Zertifikatemarkt dadurch absichern, dass es eine Verkaufsoption zum *Strike*-Preis von 6 €/t zum Verfallsdatum 02.01.2007 erwirbt. Es erhält also immer mindestens 6 €/t. Der Stromerzeuger ist bereit, dafür eine Optionsprämie in Höhe von 1 € pro t CO₂ zu entrichten. Bei Ausüben der Option fallen demnach Gesamteinnahmen in Höhe von 5 €/t an. Liegt der Preis auf dem Spotmarkt am Verfallsdatum bei über 6 €/t, lohnt es sich für den Stromerzeuger nicht, die Option auszuüben, da er die überschüssigen Emissionsberechtigungen auf dem Markt teurer verkaufen kann. In diesem Fall führt der Kauf der Verkaufsoption zu einem Minderertrag in Höhe von 1 €/t, die als Optionsprämie bereits gezahlt wurden. Liegt der Preis auf dem Spotmarkt am Verfallsdatum hingegen unter 6 €/t, lohnt es sich für den Stromerzeuger, die Verkaufsoption auszuüben. Bei einem Spotmarktpreis von beispielsweise 4 €/t erzielt der Stromerzeuger Mehreinnahmen in Höhe von 1 €/t (6 €/t aus Verkaufsoption abzüglich 1 €/t für Optionsprämie). Bei einem Spotmarktpreis von 5 €/t stellt sich der Stromerzeuger genauso, als wenn er die Verkaufsoption nicht gekauft hätte. Eine Besserstellung entsteht aus dem Kauf der Verkaufsoption also erst, wenn der Preis auf dem Spotmarkt am Verfallsdatum die Differenz zwischen *Strike*-Preis und Optionsprämie, also 5 €/t, unterschreitet.

Wie lassen sich die einzelnen Handelsprodukte kombinieren?

Mit den dargestellten *forward*- und optionsbasierten Derivaten lässt sich das Preisrisiko für Unternehmen reduzieren und eine sichere Kalkulationsgrundlage zum Beispiel für Vermeidungsmaßnahmen oder, umgekehrt, für erwartete Produktionszuwächse schaffen.

Die Absicherung des Preisrisikos durch eine ungünstige Preisentwicklung wird bei *forward*-basierten Derivaten dadurch erkaufte, dass auf Gewinne, die sich bei einer günstigen Preisentwicklung einstellen würden, verzichtet wird.

Mit Hilfe von optionsbasierten Derivaten lassen sich nicht nur Preisrisiken durch ungünstige Preisentwicklungen absichern. Gewinne, die sich bei einer günstigen Preisentwicklung ergeben, können mitgenommen werden. Dafür ist allerdings ein Preis, die Optionsprämie, zu zahlen.

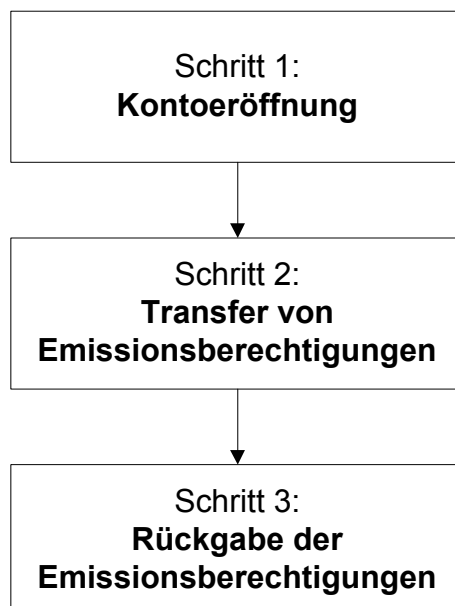
Als Faustregel lässt sich festhalten, dass sich erwartete Preissteigerungen durch eine *Long-Futures*-Position oder durch den Kauf einer Kaufoption (*Long Call*) absichern lassen. Je höher die erwartete Volatilität der Zertifikatspreise, desto eher sollte die Kaufoption eingesetzt werden, um Gewinnmitnahmen zu ermöglichen, die sich aus einem Preisverfall ergeben könnten. Umgekehrt lässt sich ein erwarteter Preisverfall durch eine *Short-Future*-Position oder den Kauf einer Verkaufsoption (*Long-Put*) absichern. Je höher die erwartete Volatilität, desto eher sollte die Verkaufsoption eingesetzt werden, um Gewinne aus möglichen Preissteigerungen mitnehmen zu können.

Selbstverständlich können die dargestellten Instrumente auch kombiniert werden. Zum einen lassen sich die vier oben beschriebenen Optionspositionen Kauf einer Kaufoption, Kauf einer Verkaufsoption, Verkauf einer Kaufoption und Verkauf einer Verkaufsoption zu Kombinationen verbinden, die bei bestimmten Erwartungen über die Entwicklung des Zertifikatspreises und der Volatilität optimale Strategien für die Marktteilnehmer darstellen. Durch den gleichzeitigen Kauf und Verkauf einer Kaufoption mit gleicher Laufzeit, aber unterschiedlichen *Strike*-Preisen (so genannter *Bull Spread*) – wobei der *Strike*-Preis der Kaufoption niedriger ist – wird das Verlustpotenzial, aber auch das Gewinnpotenzial beschränkt. Zum anderen können je nach Risikobereitschaft, Preiserwartungen und Optionsprämien *forward*-basierter und optionsbasierter Derivate kombiniert werden. Durch eine Kombination von *Long-Futures*-Position und Kauf einer Verkaufsoption, die den *Futures*-Vertrag abdeckt, lassen sich die Preisrisiken für den Zukauf von Emissionsberechtigungen nach oben beschränken, ohne dass bei fallenden Preisen auf mögliche Gewinne verzichtet werden muss.

2.5 Register und Abgabe von Emissionsberechtigungen

Wie zuvor bei der Beschreibung der Handelsabwicklung in Kapitel I.2.4 erwähnt, sind die gehandelten Emissionsberechtigungen im Register umzubuchen. Im Folgenden werden die Funktion des Registers und alle aus Nutzersicht relevanten Informationen näher erläutert. Die wichtigsten Schritte, die sich bzgl. des Registers für Unternehmen ergeben, werden detailliert im Anschluss an die allgemeine Einleitung erläutert (siehe Abbildung I-26).

Abbildung I-26: Prozessablauf bezüglich des Registers und der Abgabe von Emissionsberechtigungen



Quelle: Fraunhofer ISI

Die DEHSt plant im September 2005 ein **Benutzerhandbuch** für das Register zu veröffentlichen, das nähere Details zur Nutzung gibt. Bis dahin bzw. für darüber hinausgehenden Fragen sollte man sich an die allgemeine Hotline der DEHSt (montags bis freitags von 9.00-17.00 Uhr) wenden:

Tel.: 030 / 8903-5050



Erster Schritt: Kontoeröffnung

Wie wird ein Anlagenkonto im Register eröffnet?

Anlagenkonten¹⁰³ werden für alle Anlagenbetreiber, die einen Zuteilungsbescheid erhalten haben, eingerichtet. Den Verantwortlichen wird ein Formular mit dem Zuteilungsbescheid zugeschickt, das die für die Kontoeröffnung erforderlichen Informationen abfragt.¹⁰⁴ Dies ist über die Virtuelle Poststelle (VPS) der DEHSt zu übermitteln.

Laut Nutzungsbedingungen ist die Identität je nach Rechtsform durch einen beglaubigten Auszug aus dem jeweiligen öffentlichen Register (z. B. Handelsregister, Vereinsregister) oder durch ein gleichwertiges Dokument (z. B. Satzung, Gesellschaftsvertrag, Errichtungsgesetz) nachzuweisen. Die Übermittlung hat durch den gesetzlichen Vertreter oder durch den bevollmächtigten Vertreter zu erfolgen. Anhand des Formulars benennt der Verantwortliche (**Kontoinhaber**) einen **ersten und** einen **zweiten Kontobevollmächtigten**. Diese müssen ihm persönlich bekannt und natürliche Personen sein. Es besteht auch die Möglichkeit, dass der Antragsteller sich selbst als Kontobevollmächtigten benennt. Die Inhaber von Anlagenkonten handeln durch ihre Kontobevollmächtigten. Nach Vorliegen aller erforderlichen Informationen wird das Anlagenkonto im Register eingerichtet. Der Kontoinhaber und die Kontobevollmächtigten werden über die Kontoeinrichtung informiert, wobei ihnen das Verfahren zur Vergabe des Nutzernamens und des Passwortes schriftlich bekannt gegeben wird.

Börsen könnten z. B. als zweiter Kontobevollmächtigter ernannt werden und so den Handel für ein Unternehmen übernehmen. Um die Anonymität eines Transfers sicherzustellen, könnten sie die Berechtigungen erst auf eines der Konten der Handelsplattform buchen, bevor sie es an den Käufer weitergeben.

¹⁰³ In diesem Leitfaden wird der Begriff "*Operator Holding Account*" mit "*Anlagenkonto*" übersetzt, in Anlehnung an die DEHSt. In der deutschen Fassung der EU-Registerverordnung wird allerdings die Übersetzung "*Betreiberkonto*" verwendet und die Begriffe sind als synonym anzusehen. Auch die diversen Tabellen werden nach DEHSt jeweils mit "*Verzeichnis*" übersetzt.

¹⁰⁴ Das Formular „Datenerhebung für die Einrichtung eines Anlagenkontos im Emissionshandelsregister der DEHSt“ stellt den Anhang 1 der Nutzungsbedingungen dar, die am 04.03.2005 in der Ausgabe Nr. 44 des Bundesanzeigers als Allgemeinverfügung veröffentlicht worden sind.

Wie wird ein Personenkonto im Register eröffnet?

Jede natürliche oder juristische Person, die über keine verpflichteten Anlagen nach TEHG verfügt, kann ein **Personenkonto** im deutschen Register eröffnen. Für jede Person können bis zu 99 Personenkonten eingerichtet werden. Zur Beantragung der Kontoeröffnung ist das Formular „Antrag auf Einrichtung eines Personenkontos“ auszufüllen. Zur Erleichterung des Ausfüllens sind zudem "Hinweise zur Eröffnung eines Personenkontos" von folgenden Internetseiten abrufbar:

Formular: http://www.DEHSt.de/cln_028/nn_333358/SharedDocs/Downloads/DE/Register/antrag_personenkonto,templateId=raw,property=publicationFile.pdf/antrag_personenkonto

Ausfüllhilfe: http://www.DEHSt.de/cln_028/nn_333358/SharedDocs/Downloads/DE/Register/hinweise_antrag_personenkonto.html

Das Formular ist auch für Änderungsmitteilungen zu nutzen, z. B. wenn eine Kontovollmacht widerrufen werden soll.

Um die Identität der Antragsteller sicher zu stellen, stehen verschiedene Verfahren zur Verfügung, die bei **natürlichen Personen** von dem jeweils gewählten Übermittlungsverfahren abhängen und in den "Hinweisen zum Ausfüllen des Personenkontoantrags" näher beschrieben sind. Prinzipiell lassen sich folgende Varianten unterscheiden:

- Auf dem **Postweg**: Dabei sollte der Antrag von Hand unterschrieben werden und per Post an folgende Adresse der DEHSt gesendet werden:
DEHSt, Zentrale Registerführung - Fachgebiet E 2.4
Bismarckplatz 1
14193 Berlin

Die Identität wird bei natürlichen Personen mit Wohnsitz in Deutschland durch das PostIdent-Verfahren identifiziert. Natürliche Personen, die ihren Wohnsitz nicht in Deutschland haben (d. h. auch Ausländer, nicht nur außerhalb von Deutschland lebende Deutsche), sollten sich bei diesem Verfahren an die jeweilige zuständige Deutsche Botschaft wenden. Neben dem Postweg sollte der Antrag auch per unsignierter E-Mail an emissionshandelsregister@uba.de gesendet werden.

- Über die **Virtuelle Poststelle (VPS) der DEHSt**: Die VPS ermöglicht eine sichere elektronische Kommunikation zwischen dem Antragsteller und der DEHSt. Um die VPS nutzen zu können, wird eine Signaturkarte mit einer qualifizierten elektronischen Signatur benötigt. Durch die Nutzung der VPS und elektronischen Signatur ist kein PostIdent-Verfahren notwendig.

- Per **E-Mail** an emissionshandelsregister@uba.de: Der Antrag ist dabei im Feld „qualifizierte elektronische Signatur“ durch den Einsatz der Signaturkarte und der persönlichen PIN zu signieren.

Ist der Antragsteller eine **juristische Personen**, ist die Identität je nach Rechtsform durch einen beglaubigten Auszug aus dem jeweiligen öffentlichen Register (z. B. Handelsregister, Vereinsregister) oder durch ein gleichwertiges Dokument (z. B. Satzung, Gesellschaftsvertrag, Errichtungsgesetz) nachzuweisen.

Auf Antrag eröffnet die Registerverwaltung auch ein **Personenkonto für den Treuhänder eines Anlagenfonds** (*Pools*). Der Treuhänder muss neben den anderen Informationen des Antragsformulars auch nachweisen, dass die Voraussetzungen des § 24 des TEHG für das *Pooling* erfüllt werden.

Analog zur Kontoeröffnung eines Anlagenkontos wird auch bei der Eröffnung eines Personenkontos der Antragsteller **Kontoinhaber** und muss bei der Antragstellung einen ersten und einen zweiten **Kontobevollmächtigten** benennen. Diese müssen ihm persönlich bekannt und natürliche Personen sein. Es besteht auch die Möglichkeit, dass der Antragsteller sich selbst als Kontobevollmächtigten benennt. Die Inhaber von Personenkonten handeln durch ihre Kontobevollmächtigten. Die Kontovollmacht erlischt nicht mit dem Tode des Kontoinhabers. Die Verfügungsberechtigung nach dem Tod des Kontoinhabers ist in den Nutzungsbedingungen geregelt.

Ein Personenkonto wird nach Vorliegen aller erforderlichen Informationen im Register eingerichtet. Der Kontoinhaber und die Kontobevollmächtigten werden über die Kontoeinrichtung informiert, wobei ihnen das Verfahren zur Vergabe des Nutzernamens und des Passwortes schriftlich bekannt gegeben wird. Als **Kontoinhaber** wird bei Personengesellschaften die natürliche Person und bei juristischen Personen entsprechend die juristische Person bzw. ihr entsprechender Vertreter eingetragen. Nach den Bestimmungen der EU-Registerverordnung handelt der Kontoinhaber gegenüber dem Emissionshandelsregister nur durch seine Kontobevollmächtigten und darf selbst keine Übertragung durchführen.

Welche Kennungen existieren für die verschiedenen Konten und Kontoinhaber?

Die folgenden Kennungen sind vor allem für die Überprüfungen der *Transaction Logs* wichtig, um das Auftreten von Unstimmigkeiten zu verhindern. Außerdem werden sie für die Veröffentlichung von Informationen genutzt. Vor der Einrichtung eines Kontos weist der Registerführer jedem Konto eine eindeutige Kontokennung und Kontoinhaberkennung zu:

Kontokennung: Diese enthält den Ursprungslandcode nach ISO 3166, eine Kennung für den Kontotyp (Nationalkonto oder Anlagen- bzw. Personenkonto, etc.), einen eindeutigen numerischen Wert zwischen 1 und 999.999.999.999.999 und die gültige Verpflichtungsperiode.

Kontoinhaberkennung: Diese enthält den Ursprungslandcode und eine Personenkennung aus maximal 50 Ziffern.

Bei **Anlagenkonten** sind vor allem auch folgende Kennungen wichtig, die im Register gespeichert werden, um z. B. die Eintragungen in den Verzeichnissen den richtigen Konten etc. zuordnen zu können:

Genehmigungskennung: Diese enthält den Ursprungslandcode und eine Genehmigungskennung aus maximal 50 Ziffern, die den nationalen Genehmigungskennungen entspricht.

Anlagenkennung: Diese enthält den Ursprungslandcode und eine Anlagenkennung, die einem eindeutigen numerischen Wert von 15 Ziffern entspricht und automatisch vom Register zugeteilt wird.

Wie kann der Kontostand abgefragt werden?

Kontobevollmächtigte können sich Kontoauszüge und Kontoabschlüsse über eine Download-Funktion im Register elektronisch erstellen.

Wie kann ein Konto geschlossen werden?

Anlagenkonten werden innerhalb einer bestimmten Frist geschlossen, wenn die Genehmigung zur Emission von Treibhausgasen aufgehoben oder zurück gegeben wurde. In Deutschland benachrichtigen die dafür zuständigen Landesimmissionsschutzämter die DEHSt innerhalb von 10 Tagen über die Aufhebung oder die Rückgabe (gemäß Artikel 17 der EU-Register-VO). Die DEHSt schließt daraufhin bis zum 30. Juni des Folgejahres sämtliche **Anlagenkonten**, wenn eine Anlage über ausreichende Emissionsberechtigungen gemäß ihrer tatsächlichen Emissionen verfügt (Kontostand größer oder gleich Null)¹⁰⁵ Liegt ein Überschuss vor, sollte der Verantwortliche dem Registerbetreiber ein Konto angeben, auf das die überschüssigen Zertifikate übertragen werden sollen. Antwortet der Kontoinhaber innerhalb von 60 Tagen nicht auf die Anfrage des Registerführers, überträgt dieser die restlichen Zertifikate auf das Nationalkonto, d. h. in diesem Falle auf das Konto von Deutschland. Im Falle einer Unterdeckung (Kontostand kleiner Null) gelten spezielle Regelungen.

¹⁰⁵ Der jeweilige Erfüllungsstand (größer oder gleich Null) wird dabei über den Eintrag für die jeweilige Anlage im Verzeichnis des Erfüllungsstatus für das letzte Jahr überprüft.

Bei **Personenkonten** wird die Schließung innerhalb von 10 Tagen, nachdem der Antrag auf Schließung von dem Kontoinhaber eingegangen ist, vorgenommen (Artikel 21 EU-Registerverordnung). Wenn die Bilanz eines Personenkontos gleich Null ist und in den vergangenen 12 Monaten keinerlei Transaktionen zu verzeichnen waren, erfolgt eine automatische Benachrichtigung an den Kontoinhaber, dass sein Personenkonto innerhalb von 60 Tagen geschlossen wird, es sei denn, vor Ablauf dieses Zeitraums geht ein Antrag auf Weiterführung ein. Geht beim Registerführer kein derartiger Antrag ein, schließt er das Konto.

Wann erfolgt eine Kontosperrung?

Liegt bis zum 31. März eines jeden Jahres – beginnend mit dem Jahr 2006 – der DEHSt der verifizierte Emissionsbericht einer Anlage nicht vor, so wird automatisch das Anlagenkonto gesperrt (siehe Artikel 27 EU-Registerverordnung) und der Kontobevollmächtigte benachrichtigt. Durch eine Kontosperrung kann der Kontobevollmächtigte keine ausgehenden Transfers mehr vornehmen; eingehende Transfers (Käufe) oder die Rückgabe von Berechtigungen können auch bei Kontosperrung vorgenommen werden.¹⁰⁶ Sobald die geprüften Emissionsdaten der Anlage nachgereicht werden (und sei es in Form einer Schätzung) und in das Verzeichnis der verifizierten Emissionen eingetragen sind, wird der Registeradministrator der DEHSt die Kontosperrung wieder aufheben.

Wie lässt sich das Konto zum Schutz vor Missbrauch sperren?

Wird dreimal hintereinander eine falsche PIN eingegeben, wird das Konto gesperrt. Dies sollte beispielsweise genutzt werden, wenn der Verdacht besteht, das sich unbefugte Dritte die Zugangsdaten zum Konto beschafft oder gesehen haben könnten. Wenn bei der Anmeldung eine Signaturkarte verwendet wird und diese verloren wurde, muss umgehend der *Trustcenter*, der für die Signaturkarte zuständig ist, über den Verlust informiert werden. Ist die Karte dort gesperrt, wird das Einloggen zum Register mit dieser Karte nicht mehr möglich sein.

¹⁰⁶ Die Kontosperrung kann dadurch umgangen werden, dass die Zertifikate zuvor auf das Konto z. B. eines Handelsintermediäres überwiesen worden sind.

Welche Gebühren fallen für die Kontoführung an?

Für die Kontoeinrichtung ist in der Zuteilungsperiode 2005 - 2007 eine einmalige Kontoeinrichtungsgebühr in Höhe von 200 € zu entrichten (siehe Anhang der EHKostV). Diese Gebühr beinhaltet die Kontoeröffnung, -führung einschließlich aller Transfers die getätigt werden. Bei **Anlagenkonten** wird die Kontoeinrichtungsgebühr mit der erstmaligen Zuteilung von Berechtigungen in der Zuteilungsperiode 2005 - 2007 erhoben. Bei **Personenkonten** wird die Kontoeinrichtungsgebühr nach antragsgemäßer Einrichtung des Kontos für die jeweilige Zuteilungsperiode erhoben. Die Kontoeinrichtungsgebühr wird dabei mittels eines Kostenbescheides erhoben. Erst nach Eingang der Kontoeinrichtungsgebühr bei der DEHSt wird der Zugang zum Personenkonto freigegeben.

Wie erhalte ich nähere Informationen zum Register?

Neben den Nutzungsbedingungen stellt die DEHSt ein Handbuch zur Nutzung des Registers voraussichtlich ab Mai 2005 als Download auf den Internetseiten der DEHSt zur Verfügung. Die telefonische Hotline der DEHSt ist werktags von 9:00 bis 17:00 Uhr unter 030 - 89 03 50 50 erreichbar. Darüber hinaus können Fragen zum Register per Mail an emissionshandelsregister@uba.de gestellt werden.

Zweiter Schritt: Transfer von Zertifikaten

Wie können Transfers vorgenommen werden?

Transaktionen gehen ähnlich wie Buchungen über *Online-Banking* vonstatten. Anzugeben sind das Zielkonto, die Menge der zu übertragenden Emissionsberechtigungen sowie das Datum der Ausführung. Laut Punkt 4 (3) der Nutzungsbedingungen zum deutschen Register erfolgt die Auswahl der Berechtigungen im Register automatisch. Das heißt, eine Auswahl von bestimmten Berechtigungen für die jeweils möglichen Transfers im Register ist ausgeschlossen, wobei zwischen den einzelnen Zertifikatstypen (CERs oder ERUs)

unterschieden werden kann.¹⁰⁷ Es besteht jedoch die Möglichkeit, in einem Textfeld Anmerkungen zum Zweck der Transaktion (z. B. gemäß Kaufvertrag vom 11.11.2005) zu machen.

Um einen korrekten internationalen Transfer zu gewährleisten, wird folgende Prozedur durchlaufen, wobei hier aus Vereinfachungsgründen keine Differenzierung zwischen CITL und ITL vorgenommen wird (siehe Abbildung I-25):

- (1) Das Konto im nationalen Register des Landes A, von dem der Transfer ausgeht (Verkäufer), sendet einen **Verkaufsvorschlag** an den potenziellen Käufer. Der Verkaufsvorschlag wird gleichzeitig auch an das *Transaction Log* gesendet und enthält die Transferringnummer sowie die Seriennummern aller betroffenen Zertifikate und Konten.
- (2) Das *Transaction Log* kontrolliert alle Angaben, insbesondere, ob die Zertifikate nicht schon annulliert oder stillgelegt sind. Ab 2008 wird auch geprüft, ob die Parteien ihre *Commitment Period Reserve*¹⁰⁸ einhalten und ob sie, wie oben bereits erwähnt, die notwendigen Zulassungsbedingungen (siehe Kapitel 3 im Grundlagen-Teil) erfüllen. Das entsprechende positive oder negative Prüfergebnis wird dann an die beiden Transferpartner weitergeleitet.
- (3) Der Verkäufer sendet – falls er das Prüfergebnis akzeptiert – eine Anweisung, den entsprechenden **Buchungsvorgang** vorzunehmen.
- (4) Der Käufer kann darauf entsprechend reagieren und falls er nach dem Prüfergebnis den Kauf nicht mehr wahrnehmen möchte, die Anweisung ablehnen.
- (5) Werden die Anweisungen jedoch akzeptiert, dann können die Umbuchungen durchgeführt werden, wobei nach der Buchung beide Konten eine Bestätigung an das *Transaction Log* schicken, welches die Umbuchung registriert und den Vorgang in einem Transferbericht festhält. Erst wenn diese Buchung stattgefunden hat und die Konten entsprechend be- und entlastet worden sind, ist der Verkaufsvorgang insgesamt abgeschlossen.

¹⁰⁷ Das bedeutet, dass z. B. CERs, die verkauft werden sollen, nicht näher spezifiziert werden können. Eine Identifikation nach Seriennummer ist nicht vorgesehen.

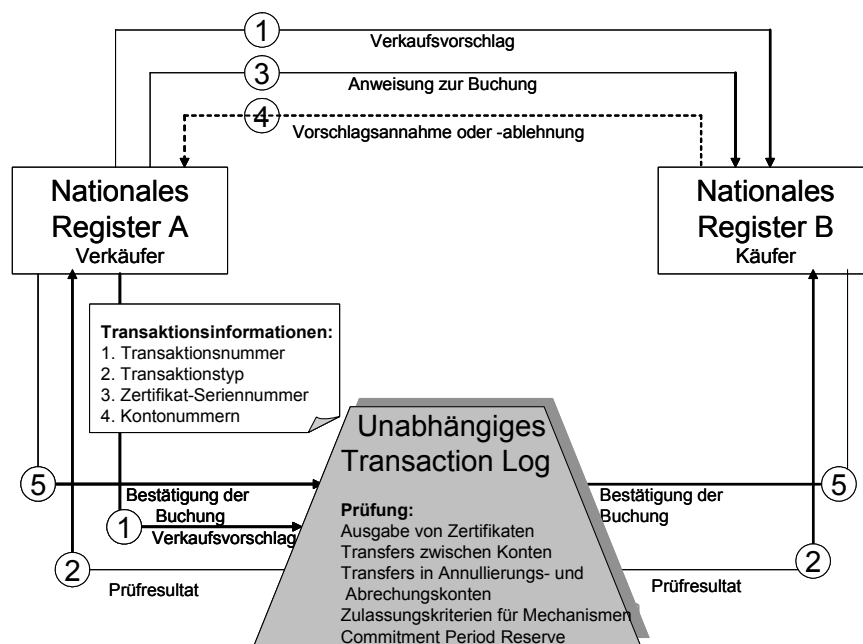
¹⁰⁸ Die *Commitment Period Reserve* (CPR) wurde innerhalb der *Marrakesch*-Regeln vereinbart, um einen massiven Überverkauf von Emissionszertifikate (*Overselling*) eines Staates zu verhindern. Die Staaten werden dadurch verpflichtet, eine bestimmte Menge ihrer anfangs zugeteilten Zertifikaten als Reserve vorzuhalten und können somit nicht alle verkaufen. Zur Berechnung der Höhe der CPR liegen zwei verschiedene Berechnungsmethoden vor, die unter FCCC/CP/2001/13/Add.2 (S. 54) näher vorgestellt werden (siehe Anhang C).

Mit dem Eintrag im Käuferkonto ist der Transfer abgeschlossen und die Eigentumsrechte sind übertragen. Zu beachten ist ferner, dass kein Verkauf von Berechtigungen möglich ist, der höher ausfällt als die Menge an Berechtigungen auf dem Konto des Verkäufers zum Zeitpunkt des Verkaufsantrags. Es können also keine negativen Salden eines Kontos auftreten.

Wird ein Transfer nicht innerhalb von 24 Stunden vom *Transaction Log* bestätigt, wird er abgebrochen. Die Kontobevollmächtigten werden über den Abbruch informiert und können dann den Transfer wiederholen. Buchungen sollten immer mit großer Sorgfalt durchgeführt werden, denn nachdem ein Transfer abgeschlossen ist, können Fehler (falscher Empfänger etc.) nur schwer rückgängig gemacht werden. Der Registeradministrator, d. h. in Deutschland die DEHSt, übernimmt keine Haftung für Schäden durch fehlerhafte Anweisungen der Kontobevollmächtigten, sondern diese müssen in solchen Fällen selbst versuchen, sich mit dem Empfänger eines unerwünschten Transfers zu einigen. Die Haftungsregelungen werden durch die Nutzungsbedingungen festgelegt.

Der Transfer kann auch bei einer Nicht-Erfüllung der Voraussetzung, d. h. einer negativen Überprüfung des *Transaction Log*, durchgeführt werden. Für Zertifikate, die trotz Warnung übertragen werden, besteht eine spezielle Kennzeichnungspflicht innerhalb der Seriennummer und diese Zertifikate können nicht für die Erfüllung der Kyoto-Ziele verwendet werden. Da es sich bei den EU-Emissionsberechtigungen ab 2008 de facto um AAUs handelt (die allerdings durch einen speziellen Code gekennzeichnet sind), gelten diese Regelungen auch für den Transfer von EU-Emissionsberechtigungen. Die nachstehende Grafik soll den Vorgang verdeutlichen.

Abbildung I-27: Grundfunktionen eines *Transaction Log*



Quelle: Fraunhofer ISI

Was ist eine API?

Um den reibungslosen und automatischen Austausch zwischen dem Registern und Börsen, Brokern und anderen Interessierten zu gewährleisten, wird voraussichtlich die Möglichkeit bestehen, ein API (*Application Programming Interface*) zu verwenden. Dazu werden verschiedene Modelle diskutiert:

- (1) eine permanente Verbindung;
- (2) eine temporäre Verbindung, die den Informationsaustausch in beide Richtungen, wann immer gewünscht, zulässt;
- (3) die Möglichkeit, dem Register Listen für Transfergesuche zu übermitteln.

Welche Sicherheitsanforderungen gelten beim Register?

Die Sicherheitsbedingungen finden sich in Anhang XV der EU-Registerverordnung. Für die sichere elektronische Kommunikation setzt die DEHSt Software-Komponenten auf Basis der Virtuellen Poststelle (VPS) ein, die im Rahmen der Bund-Online-2005-Initiative entwickelt wurden:

<http://www.bsi.de/fachthem/egov/vps.htm>.

Außerdem werden von der DEHSt auf der folgenden Internetseite Sicherheitshinweise gegeben:

http://www.DEHSt.de/cln_028/nn_76410/DE/Register/Datensicherheit/Datensicherheit_node.html_nnn=true

Die DEHSt gibt den Rat, auf der Internetseite des Registers die Authentizität der Seite anhand eines Zertifikats zu überprüfen. Dazu ist z. B. im Internet Explorer das Schloss-Symbol in der Statusleiste (ggf. unter Ansicht „Einblenden“ wählen) anzuklicken. Anhand des dann angezeigten Zertifikats lässt sich kontrollieren, ob es sich tatsächlich um eine Verbindung mit dem deutschen Register handelt. Um immer auf dem neuesten Stand zu sein, sollten die Sicherheitsupdates des Betriebssystems bzw. des Browsers regelmäßig durchgeführt werden und die Anti-Virenprogramme mit den jeweils aktuellsten Definitionsdateien verwendet werden.

Was ist bei technischen Störungen zu tun?

Der Zugang zum Register ist prinzipiell zu jeder Zeit möglich. Mit einer Beschränkung der Nutzungszeiten durch die Registerverwaltung ist lediglich während der Durchführung von Wartungsarbeiten und Systempflege zu rechnen. Der Kontozugang oder andere Abläufe können gegebenenfalls bei Systemausfall, Systemengpässen, Software-Fehlern und ähnlichen Systemstörungen kurzfristig unterbunden werden. Jeder Nutzer hat bei technischen Störungen der Registersoftware unverzüglich die Registerverwaltung bei der DEHSt zu benachrichtigen.

Dritter Schritt: Rückgabe der Emissionsberechtigungen bzw. jährliche „Abrechnung“

Am 30. April jeden Jahres – erstmals am 30. April 2006 – ist vom Betreiber eine Summe an Emissionsberechtigungen zurückzugeben, die den Emissionen für das vorangegangene Jahr, d. h. mit der Angabe im Verzeichnis der verifizierten Emissionen übereinstimmt. Dies geschieht nach Artikel 52 der EU-Registerverordnung in Form eines **Transfers vom Anlagenkonto auf das Nationalkonto** (*Party Holding Account*) des Landes, also hier Deutschland. Für die Rückgabe können alle verfügbaren Zertifikate genutzt werden, sofern sie mit den Anforderungen der *Linking Directive* bzw. dem ProMechG übereinstimmen (siehe Grundlagen Kapitel 3), d. h. neben gekauften Emissionsberechtigungen aus anderen EU-Mitgliedsstaaten auch CERs und ab 2008 auch ERUs. Im Register erfolgt diese Abgabe der Zertifikate durch eine gesonderte Übertragung auf das Nationalkonto (Rückgabe DE100.3).

Die entsprechende Anzahl an abgegebenen Zertifikaten wird dann vom Register automatisch in folgende gemeinsam im Register geführten Verzeichnisse eingetragen: in das **Verzeichnis der abgegebenen Emissionsberechtigungen** (*Surrendered Allowances*) und in das **Verzeichnis des Erfüllungsstatus** (*Compliance Status Table*).

2.6 Bilanzielle und steuerliche Behandlung von Emissionsberechtigungen

Dieses Kapitel widmet sich der bilanziellen und steuerlichen Behandlung von Zertifikaten, und hierbei insbesondere den EU-Emissionsberechtigungen. Allerdings kann hier nur ein erster Überblick über diese Materie gegeben werden. Insbesondere bei der Bilanzierung von Zertifikaten kann nur der aktuelle Diskussionsstand wiedergegeben, da eine abschließende Klärung der offenen Fragen bisher nicht vorliegt.

2.6.1 Die handelsrechtliche Bilanzierung von Emissionsberechtigungen

In Deutschland ist der Diskussionsprozess über die ertragssteuerliche Behandlung von Emissionsberechtigungen noch nicht abgeschlossen. Das Institut der Wirtschaftsprüfer (IDW) hat Anfang März 2005 seinen Entwurf zur Bilanzierung von Zertifikaten verabschiedet¹⁰⁹. Kurz darauf hat das Bundesfinanzministerium (BMF) Mitte April 2005 seinen in einigen Punkten vom IDW-Vorschlag abweichenden Entwurf zur ertragssteuerlichen Behandlung des Emissionshandels herausgegeben¹¹⁰. Der nach Anhörung der Verbände überarbeitete Entwurf liegt nunmehr den obersten Finanzbehörden der Länder zur Stellungnahme vor. Mit einer endgültigen Veröffentlichung des BMF-Schreibens im Bundessteuerblatt Teil I ist für frühestens Mitte September 2005 zu rechnen.

¹⁰⁹ Der Entwurf der IDW-Stellungnahme zur Rechnungslegung: Bilanzierung von Schadstoffemissionsrechten nach HGB (IDW ERS HFA 15) vom 02.03.2005 ist verfügbar unter <http://www.idw.de/idw/generator/id=302224.html>.

¹¹⁰ Der Entwurf des BMF zur Ertragsteuerliche Behandlung von Emissionsberechtigungen nach dem Gesetz über den Handel mit Berechtigungen zur Emission von Treibhausgasen (Treibhausgas-Emissionshandelsgesetz – TEHG) vom 8. Juli 2004 (BGBl. I S. 1578) mit der Referenznummer IV B2 – S2 124a /05 Entwurf wurde am 11.04.2005 an zahlreiche Verbände mit der Bitte um Kenntnisname und Möglichkeit zur Stellungnahme verschickt.

Die folgenden Ausführungen beziehen sich auf das BMF-Schreiben in seiner Version vom April 2005, und sind daher unter dem Vorbehalt eventueller Änderungen zu sehen. Auf wesentliche Abweichungen der IDW-Stellungnahme vom BMF-Entwurf wird gesondert verwiesen.

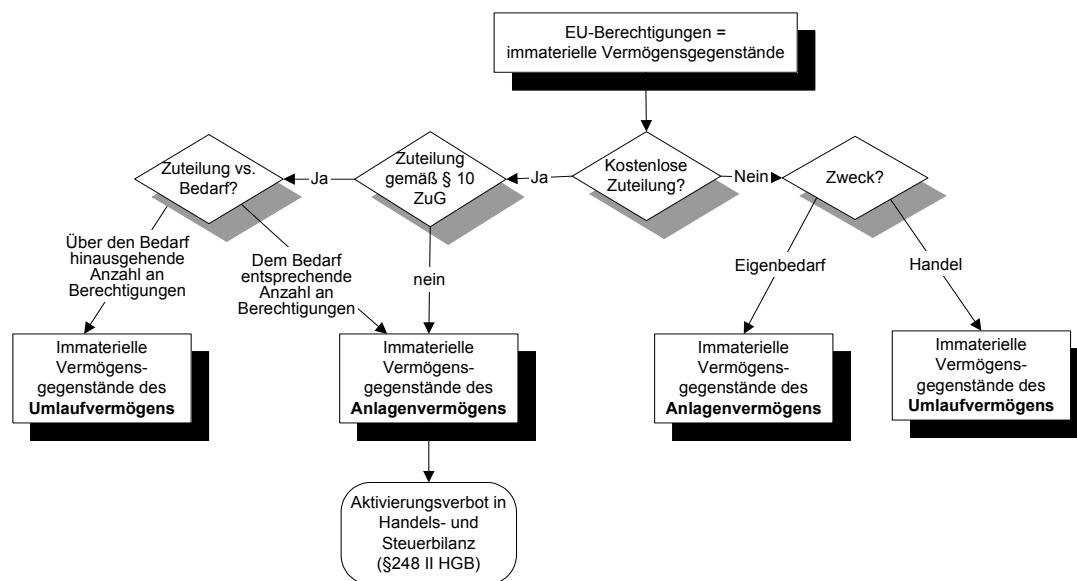
Wie werden Emissionsberechtigungen ausgewiesen?

Emissionsberechtigungen sind nach HGB und EStG als **immaterielle Vermögensgegenstände** anzusetzen (siehe Abbildung I-28). Das BMF verweist darauf, dass EU-Berechtigungen mit Güterfernverkehrskonzessionen verglichen werden können, da sie wie eine nachträgliche zusätzliche Erlaubnis zum Ausstoß von Treibhausgasen wirken und damit dem Betrieb dienen. Wie Abbildung I-28 zeigt, sind sie im Falle der **kostenlosen Zuteilung** dem **Anlagenvermögen** zuzuordnen. Lediglich bei Gratisvergabe nach §10 ZuG ist der Teil an Emissionsberechtigungen, der den erwarteten Bedarf der Neuanlage übersteigt, dem Umlaufvermögen zuzuordnen.

Beispiel 1: Eine Neuanlage macht von der Übertragungsregelung gemäß § 10 ZuG 2007 Gebrauch. Demnach erhält sie im Jahr 2006 eine kostenlose Zuteilung von 10.000 Emissionsberechtigungen, die der Höhe der stillgelegten Altanlage mit gleicher Kapazität entspricht. Der Betreiber der Neuanlage rechnet in 2006 mit CO₂-Emissionen in Höhe von nur 7.500 t. Demnach muss er 7.500 der kostenlos erhaltenen Emissionsberechtigungen dem Anlagenvermögen zuordnen. Die verbleibenden 2.500 EU-Berechtigungen sind zum Umlaufvermögen zu zählen.

Entgeltlich erworbene EU-Berechtigungen sind **je nach Zweckbestimmung** beim Erwerbenden dem **Anlage- oder Umlaufvermögen** zuzuordnen. Maßgeblich hierfür ist laut BMF die vorgesehene Art des Dienens für den Betrieb (im Wesentlichen entweder Abdeckung der Emissionen oder Handel) – und nicht die Dauer. Wirtschaftsgüter, die dauernd dem Betrieb dienen, sind dem Anlagevermögen zuzuordnen. Wirtschaftsgüter, die zur Veräußerung, Verarbeitung oder zum Verbrauch angeschafft worden sind, gehören zum Umlaufvermögen.

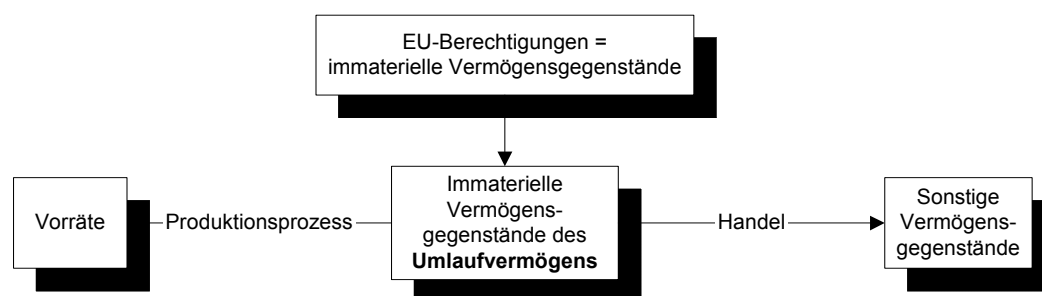
Abbildung I-28: BMF-Einordnung von Emissionsberechtigungen



Quelle: Fraunhofer ISI

Davon abweichend vertritt der **IDW** die Auffassung, dass Emissionsberechtigungen stets dem **Umlaufvermögen** zuzuordnen sind (siehe Abbildung I-29). Sollen die Emissionsberechtigungen für Emissionen, die beim Produktionsprozess anfallen, genutzt werden, würden sie demnach als **Vorräte** gebucht werden. Im Falle wesentlicher Beträge wäre ein gesonderter Ausweis nach § 265 Abs. 5 S. 2 HGB sachgerecht. Sind hingegen andere Verwendungszwecke wie bspw. eine Veräußerung der Emissionsberechtigungen, z. B. mit spekulativen Absichten, vorgesehen, seien die Berechtigungen als **sonstige Vermögensgegenstände** anzusetzen.

Abbildung I-29: IDW-Einordnung von Emissionsberechtigungen



Quelle: Fraunhofer ISI

Wie werden die Gebühren zeitlich zugeordnet?

Das BMF sieht vor, dass die Aufwendungen für die Gebühren für die Zuteilung nach der EHKostV 2007 dem Wirtschaftsjahr zuzuordnen sind, in dem der Zuteilungsbescheid ergangen ist.

Wie werden Emissionsberechtigungen bewertet?

Die Bilanzierung hat nach den Grundsätzen ordnungsgemäßer Buchführung (GoB) zu erfolgen, wobei die Erstabibilanzierung zum Zeitpunkt der Erlangung des Rechtsanspruches auf die Emissionsberechtigungen zu erfolgen hat.¹¹¹ Der zu wählende Bewertungsansatz richtet sich einerseits danach, ob die Emissionsberechtigungen entgeltlich erworben worden sind oder aus einer kostenlosen Zuteilung stammen, und andererseits danach, ob eine Zuordnung zum Anlagen- oder zum Umlaufvermögen erfolgt ist. Demnach ist zwischen vier Bewertungsvarianten zu unterscheiden (siehe Abbildung I-30):

1. **Zuordnung zum Anlagenvermögen und kostenlose Zuteilung:** Im Fall des unentgeltlichen Erwerbs und einer Zuordnung zum Anlagenvermögen besteht gemäß § 248 II HGB ein **Aktivierungsverbot**. Dies gilt auch für mit dem kostenlosen Erwerb in Verbindung stehende Aufwendungen (z. B. Aufwendungen für die Beantragung der Zuteilung von Emissionsberechtigungen), die sofort abzugsfähige Betriebsausgaben darstellen.
2. **Zuordnung zum Umlaufvermögen und kostenlose Zuteilung:** Bei einem unentgeltlichen Erwerb der Emissionsberechtigungen und einer Zuordnung zum Umlaufvermögen (betrifft über Bedarf hinausgehende Zuteilungsmenge bei Anlagen gemäß § 10 ZuG 2007) sind die Emissionsberechtigungen **zum Zeitpunkt der Ausgabe mit 0 € zu bewerten**.
3. **Zuordnung zum Umlaufvermögen und entgeltlicher Erwerb:** Werden Emissionsberechtigungen entgeltlich erworben, sind sie gemäß § 6 I Nr. 2 EStG mit ihren **Anschaffungskosten** zu bewerten, wobei die Möglichkeit zur Teilwertabschreibung besteht, wenn der Teilwert auf Grund einer voraussichtlich dauernden Wertminderung niedriger ist.¹¹² Ebenso ist eine

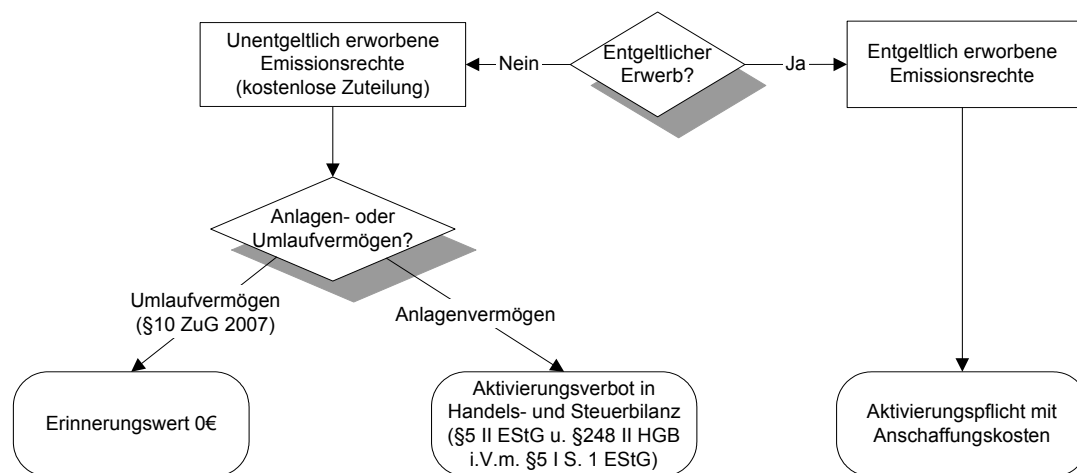
¹¹¹ Die auf Antrag erfolgte Zuteilung von Emissionsberechtigungen durch Bescheid der DEHSt führt laut BMF nicht zur Aktivierung eines Anspruchs. Relevant ist vielmehr der Zeitpunkt der Ausgabe der Berechtigungen.

¹¹² Zu beachten sind hierbei die Grundsätze des BMF-Schreibens vom 25. Februar 2000 (BStBl I S. 372) zur „Neuregelung der Teilwertabschreibung gem. § 6 Abs. 1 Nrn. 1 und 2 EStG durch das Steuerentlastungsgesetz 1999/2000/2002; voraussichtlich dauernde Wertminderung; Wertaufholungsgebot; steuerliche Rücklage nach § 52 Abs. 16 EStG.“

Durchschnittsbewertung nach § 256 i.V.m. § 240 IV HGB und § 5 I S. 1 EStG zulässig. Demnach können Emissionsberechtigungen zu einer Gruppe zusammengefasst und mit dem gewogenen Durchschnittswert angesetzt werden.¹¹³

4. **Zuordnung zum Anlagenvermögen und entgeltlicher Erwerb:** Die Bewertung erfolgt wie im Fall 3 zu **Anschaffungskosten**. Zusätzlich ist zu beachten, dass eine **planmäßige Abschreibung nicht zulässig** ist, da es sich laut BMF bei EU-Berechtigungen um ein immer gleich bleibendes Recht handelt und sie damit nicht abnutzbar sind.

Abbildung I-30: Bewertung von Emissionsberechtigungen gemäß BMF



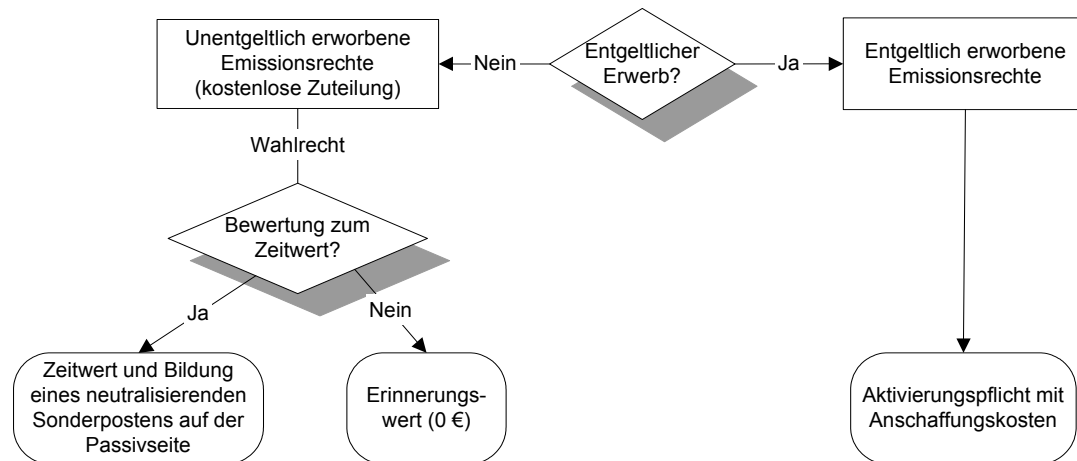
Quelle: Fraunhofer ISI

Im Gegensatz zur BMF-Auffassung besteht laut **IDW**, wie Abbildung I-31 zeigt, bei einem **unentgeltlichen Erwerb** und der gemäß IDW durchgeführten Zuordnung zum **Umlaufvermögen** ein **Bewertungswahlrecht** zwischen den zwei Alternativen (1) Ansatz **ohne Wert (0 €)** und (2) Ansatz zum **Zeitwert** (Markt-/Börsenpreis) **bei Bildung eines passiven Sonderpostens** (wobei dieser Sonderposten grundsätzlich korrespondierend zum Buchwert der Emissionsberechtigungen fortgeführt werden muss). Wurden hingegen Emissionsberechtigungen **entgeltlich** erworben, so sind sie mit ihren **Anschaffungskosten** (Kaufpreis/Nebenkosten) in die Bilanz aufzunehmen (§ 255 I HGB). Die Anschaffungskosten dienen dabei als Wertobergrenze (§253 I HGB): Es ist das

¹¹³ Können die Anschaffungskosten der auf dem Konto im Emissionshandelsregister erfassten Emissionsberechtigungen nicht mehr den entgeltlich und unentgeltlich erworbenen Emissionsberechtigungen zugeordnet werden, ist gemäß BMF folgende Zuordnungsregel anzuwenden: Für die Zuordnung der Anschaffungskosten zu den entgeltlich und den unentgeltlich erworbenen Emissionsberechtigungen ist davon auszugehen, dass die unentgeltlich erworbenen Zertifikate zuletzt verkauft werden.

strenge Niederstwertprinzip im Umlaufvermögen anzuwenden. D. h., dass die Emissionsberechtigungen außerplanmäßig auf einen niedrigeren Börsen-/Marktpreis verpflichtend abzuschreiben sind, unabhängig davon, ob es sich um eine Wertminderung von Dauer handelt. Das Wertaufholungsgebot von § 280 HGB greift.

Abbildung I-31: Bewertung von Emissionsberechtigungen lt. IDW-Vorschlag



Quelle: Fraunhofer ISI

Was ist beim Handel mit Berechtigungen zu beachten?

Der Handel mit Emissionsberechtigungen richtet sich nach den allgemeinen ertragsteuerlichen Grundsätzen über den Kauf und Verkauf von Wirtschaftsgütern.

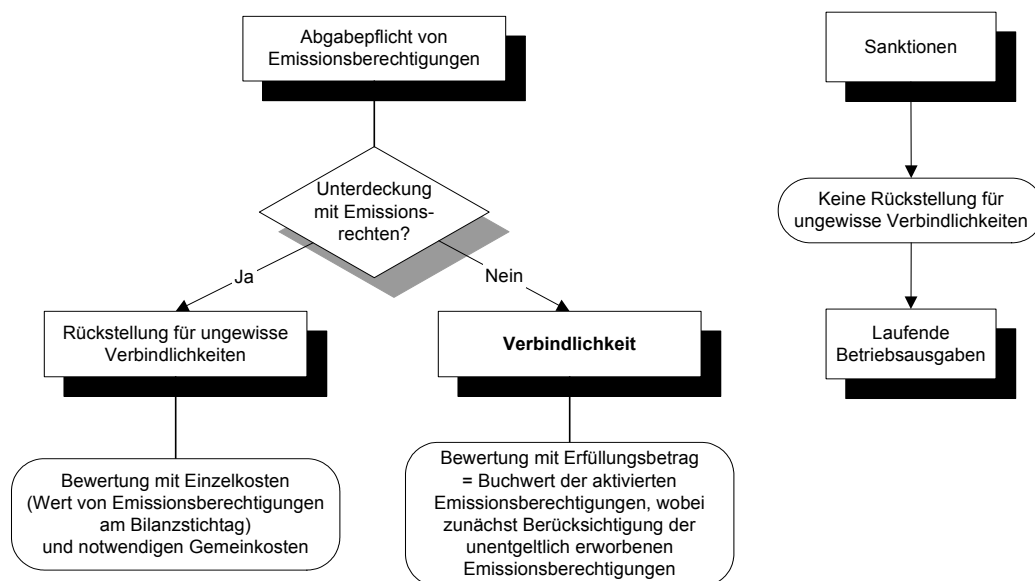
Wie ist die Abgabepflicht zu bilanzieren?

Die zum EU-Emissionshandel verpflichteten Unternehmen sind zur jährlichen Rücklieferung von Emissionsberechtigungen am 30.04. an die DEHSt verpflichtet. Gemäß BMF muss für die Ausweisung dieser Verbindlichkeit unterschieden werden, ob sie gewiss oder ungewiss ist. Hierzu wird differenziert, ob ausreichend Emissionsberechtigungen am Bilanzstichtag vorhanden sind, um der Verpflichtung zur Abgabe von Emissionsberechtigungen in Höhe der im Laufe des Kalenderjahres ausgestoßenen CO₂-Emissionen nachzukommen (siehe Abbildung I-32). Soweit Emissionsberechtigungen vorhanden sind, ist eine **Verbindlichkeit** auszuweisen. Sie ist gemäß § 6 I Nr. 3 i.V.m. Nr. 2 EstG in

Höhe des Erfüllungsbetrages zu bewerten. D. h., dass die am Bilanzstichtag vorliegende **Bewertung der aktivierten Emissionsberechtigungen** für die Verbindlichkeit anzusetzen ist. Konkret bedeutet dies, dass sich die unentgeltlich zugeteilte Berechtigungen im Anlagevermögen in der Verbindlichkeit nicht widerspiegeln, da sie dem Aktivierungsverbot unterliegen. Werden hingegen entgeltlich erworbene Emissionsberechtigungen zur Erfüllung der Abgabeverpflichtung eingesetzt, so führt die Aufstellung der Verbindlichkeit zu einer Gewinnminderung. Sollten am Bilanzstichtag sowohl unentgeltlich als auch entgeltlich erworbene Emissionsberechtigungen zur Erfüllung der Abgabeverpflichtung zur Verfügung stehen, ist davon auszugehen, dass stets **zuerst die unentgeltlich erworbenen Emissionsberechtigungen** eingesetzt werden.

Sind nicht ausreichend Emissionsberechtigungen am Bilanzstichtag vorhanden, um der Verpflichtung zur Abgabe von Emissionsberechtigungen in Höhe der im Laufe des Kalenderjahres ausgestoßenen CO₂-Emissionen nachzukommen, ist eine **Rückstellung für ungewisse Verbindlichkeiten** gemäß § 249 I 1 HGB i.V.m. § 5 I 1 EStG zu bilden. Diese Rückstellung im Falle der Unterdeckung ist mit den Einzelkosten, also dem **Wert der Emissionsberechtigungen am Bilanzstichtag**, und den notwendigen Gemeinkosten zu bewerten (§ 6 I Nr. 3a Buchstabe b EStG). Dabei spielt es bei der Bewertung der Rückstellung keine Rolle, dass die Abgabeverpflichtung auch durch zukünftig unentgeltlich zugeteilte Emissionsberechtigungen der Folgejahre erfüllt werden kann. Rückstellungen sind aufzulösen, wenn der Grund für ihre Bildung entfallen ist (§ 249 III S. 2 HGB i.V.m. § 5 I S. 1 EStG).

Abbildung I-32: Berücksichtigung der Abgabepflicht für Emissionsberechtigungen (BMF)



Quelle: Fraunhofer ISI

Beispiel 2: Ein Anlagenbetreiber, dessen Wirtschaftsjahr dem Kalenderjahr entspricht, hat für 2005 9.709 Emissionsberechtigungen kostenlos erhalten. Seine tatsächlichen Emissionen im Jahr 2005 betrugen 10.000 t CO₂. Der Wert von EU-Berechtigungen betrage am Bilanzstichtag, dem 31.12.2005, 10 Euro. Am Bilanzstichtag sind in Abhängigkeit des Kauf- und Verkaufverhaltens des Anlagenbetreibers folgenden Konstellationen denkbar:

Alternative 1: Kein Verkauf oder Kauf von Berechtigungen

Vorhandene Emissionsberechtigungen am 31.12.2005 9.709

Davon entgeltlich erworbene Emissionsberechtigungen: 0

→ *keine Verbindlichkeit*

Unterdeckung mit Emissionsberechtigungen: $10.000 - 9.709 = 291$

→ *Rückstellung in Höhe von 2.910 € ($291 \cdot 10 \text{ €}$).*

Alternative 2: Verkauf (1000) und Kauf (500 à 8 €) von Berechtigungen

Vorhandene Emissionsberechtigungen: $9.709 - 1000 + 500 = 9.209$

Davon entgeltlich erworbene Emissionsberechtigungen: 500

→ *Verbindlichkeit in Höhe von 4.000 € ($500 \cdot 8 \text{ €}$)*

Unterdeckung mit Emissionsberechtigungen: $10.000 - 9.209 = 791$

→ *Rückstellung in Höhe von 7.910 € ($791 \cdot 10 \text{ €}$).*

Alternative 3: Verkauf (1000) und Kauf (1.500 à 8 €) von Berechtigungen und Überdeckung am Bilanzstichtag

Vorhandene Emissionsberechtigungen: $9.709 - 1000 + 1500 = 10.209$

Davon entgeltlich erworbene Emissionsberechtigungen: 1.500

→ *Verbindlichkeit in Höhe von 10.328 € (bei Überdeckung werden zunächst die unentgeltlich erworbenen Berechtigungen berücksichtigt ($9.709 - 1.000 = 8.709$), daher werden nur 1.291 ($=10.000-8.709$) gekaufte Berechtigungen als Verbindlichkeit angesetzt, bewertet mit dem Kaufpreis 8 €, angesetzt)*

Keine Unterdeckung mit Emissionsberechtigungen: $10.000-10.209 = -209$

→ *Keine Rückstellung*

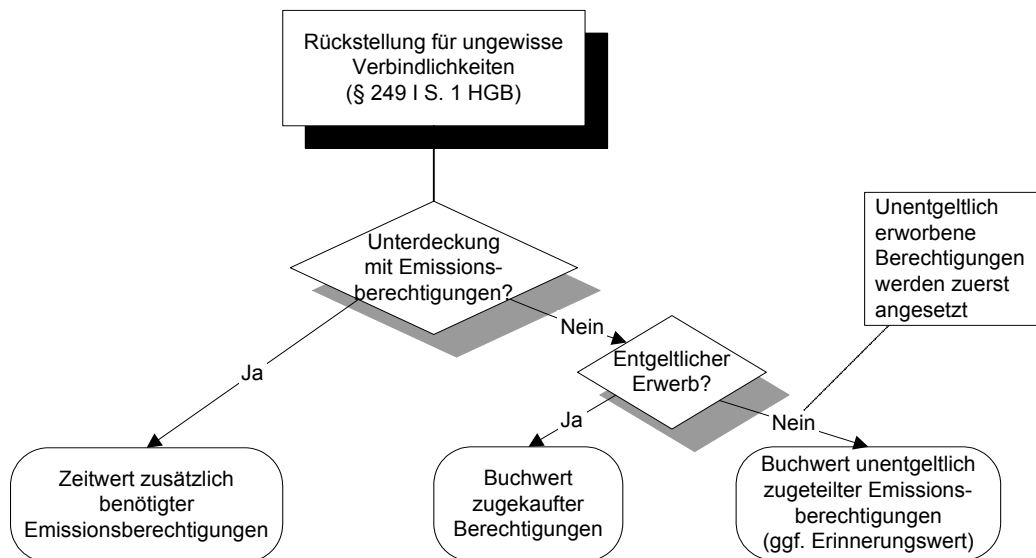
Weicht das Kalenderjahr vom Wirtschaftsjahr ab, muss bei der Bildung von Verbindlichkeiten und Rückstellungen unterschieden werden, ob es sich um die noch steigende Abgabeverpflichtung für das laufende oder die bereits abgeschlossene Abgabeverpflichtung für das vorangegangene Kalenderjahr handelt.

Beispiel 3: Eine Anlage stößt monatlich 100 t CO₂ aus, wobei das Wirtschaftsjahr des Steuerpflichtigen vom 1. April bis zum 31. März liegt. Am Bilanzstichtag 31.03.2006 besteht eine Abgabeverpflichtung für 2006 von Emissionsberechtigungen für 300 t und für 2005 von Berechtigungen für 900 t. Dem Anlagenbetreiber liegen ausreichend Emissionsberechtigungen vor, die alle entgeltlich erworben wurden. Daher ist eine Verbindlichkeit für 1.200 EU-Berechtigungen mit ihrem Wert zum Bilanzstichtag anzusetzen.

Beispiel 4: Die Bilanzierung für die Anlage aus Beispiel 3 unterliege dem abweichenden Wirtschaftsjahr vom 1. Juli bis zum 30. Juni. Am Bilanzstichtag 30.06.2006 besteht eine Abgabeverpflichtung für 2006 von $6 \cdot 100$ Emissionsberechtigungen. Für 2005 ist der Steuerpflichtige seiner Abgabeverpflichtung von 1.200 EU-Berechtigungen am 30. April 2006 vollständig nachgekommen. Am Bilanzstichtag besteht eine Abgabeverpflichtung nur für 2006 von Berechtigungen für 600 t. Dem Anlagenbetreiber liegen jedoch nur 300 entgeltlich erworbene Berechtigungen vor. Es ist daher eine Verbindlichkeit von 300 Berechtigungen auszuweisen und mit dem Wert zum Bilanzstichtag anzusetzen. Darüber hinaus ist eine Rückstellung in Höhe von 3.000 € zu bilden ($300 \text{ fehlende Berechtigungen} \cdot \text{Marktpreis von } 10 \text{ €}$).

Die Empfehlung des **IDW** weicht vom BMF-Schreiben insbesondere insofern ab, als dass für alle bis zum Bilanzstichtag verursachten Emissionen **Rückstellungen für ungewisse Verbindlichkeiten** gemäß § 249 I 1 HGB gebildet werden sollen. D. h., dass für eine Abgabeverpflichtung in keinem Fall die Ausweisung einer Verbindlichkeit vorgesehen ist. Abbildung I-33 zeigt, dass für die Bewertung der Rückstellung unterschieden werden kann, ob ein Unternehmen über ausreichend Emissionsberechtigungen für seine vorjährigen Emissionen verfügt oder eine Unterdeckung vorliegt. Ist das Unternehmen im Besitz einer ausreichenden Menge an Emissionsberechtigungen, so sollte die Rückstellung zum Buchwert der unentgeltlich zugeteilten EU-Berechtigungen bzw. zum Buchwert der zugekauften Emissionsberechtigungen erfolgen. Dabei ist davon auszugehen, dass die Abgabepflicht zunächst durch Verwendung der unentgeltlich ausgegebenen Emissionsberechtigungen erfüllt wird. Liegt eine Unterdeckung mit Emissionsberechtigungen vor, so ist diese mit dem aktuellen Börsen-/Marktpreis der zusätzlich benötigten Emissionsberechtigungen anzusetzen.

Abbildung I-33: Bildung von Rückstellungen für Emissionsberechtigungen gemäß IDW



Quelle: Fraunhofer ISI

Für mögliche **Sanktionen** ist es hingegen auch nach IDW-Auffassung **nicht zulässig, eine Rückstellung zu bilden**. Schließlich entsteht die Zahlungsverpflichtung rechtlich erst zum 30.4. des jeweiligen Folgejahres und ist auch vorher nicht wirtschaftlich verursacht worden, da fehlende Emissionsberechtigungen bis zum Abgabetermin nachgekauft werden können. Die Strafzahlungen in Höhe von 40 €/t CO₂ bzw. 100 €/t CO₂ ab 2008 kann also vermieden werden. Wird dennoch eine Geldbuße fällig, dann stellt diese einen Aufwand der Folgeperiode dar.

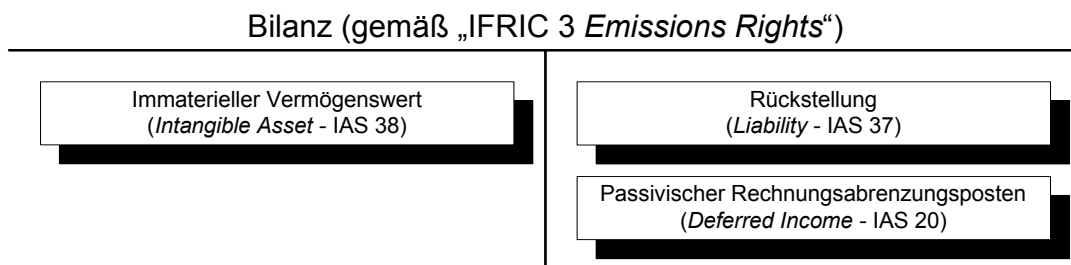
2.6.2 Internationale Bilanzierung von Emissionsberechtigungen nach IFRIC 3 *Emissions Rights*

Das *International Financial Reporting Interpretations Committee* (IFRIC) hat am 2. Dezember 2004 seine Interpretation der *International Accounting Standards/International Financial Reporting Standards* (IAS/IFRS) zur bilanziellen Bewertung von Emissionsberechtigungen bekannt gegeben. Die so genannte **IFRIC 3 *Emission Rights*** sollte im März 2005 in Kraft treten, ist allerdings umstritten.

Wie Abbildung I-34 zeigt, entspricht das Grundprinzip des Vorgehens zwar der HGB-Bilanzierung. So werden Emissionsberechtigungen als **immaterieller Vermögenswert** angesetzt (*Intangible Asset*), die entsprechend des Standards IAS 38 „Immaterielle Vermögenswerte“ (*Intangible Assets*) zu behandeln sind.

Allerdings erfolgt die **Erstbewertung** gemäß dem **Fair Value** (Börsen-/Marktpreis). Ist die staatliche Zuteilung für weniger Entgelt als der Wert des *Fair Value* erfolgt, muss ein **passivischer Rechnungsabgrenzungsposten (pRAP)** (*Deferred Income*) gebildet werden, der mit der Differenz zwischen *Fair Value* und gezahltem Preis bewertet wird. Die Bildung erfolgt erfolgsneutral bei Einbuchung der Emissionsberechtigungen und muss sich am Standard IAS 20 „Bilanzierung und Darstellung von Zuwendungen der öffentlichen Hand“ (*Accounting for Government Grants and Disclosure of Government Assistance*) orientieren. Der passivische RAP wird über die Laufzeit der Emissionsberechtigung erfolgswirksam. Im Gegensatz dazu muss fortlaufend mit dem Entstehen an Emissionen eine **Rückstellung** (*Liability*) für die erforderliche Anzahl an Emissionsberechtigungen gebildet werden, die gemäß IAS 37 „Rückstellungen, Eventualschulden und Eventualforderungen“ (*Provisions, Contingent Liabilities and Contingent Assets*) mit dem Marktpreis zu bewerten ist.

Abbildung I-34: Bilanzierung von Emissionsberechtigungen gemäß IFRIC 3



Quelle: Nach Ernst & Young (2004): Handelsrechtliche Bilanzierung von Emissionsrechten. Vortrag von Stefan Marks vom 02.12.2004.

Für die Folgebewertung kann zwischen dem *Cost Model* und dem *Revaluation Model* gewählt werden, wobei letzteres einen aktiven Markt erfordert:

- **Fortgeführte Anschaffungskosten (Cost Model):** Die Bilanzierung von Emissionsberechtigungen erfolgt zu fortgeführten Anschaffungskosten, wobei Wertsteigerungen nicht berücksichtigt werden.
- **Neubewertung (Revaluation Model):** Hier werden bei der Folgebewertung alle Wertänderungen (i. e. Preisschwankungen) erfasst, auch wenn der Zeitwert über den ursprünglichen Anpassungskosten liegt. Die Zuschreibung wird in einer Neubewertungsrücklage (Eigenkapitalposten) vorgenommen.

Eine planmäßige Abschreibung der Emissionsberechtigungen ist nicht verboten, allerdings wird sie bei Bestehen eines aktiven Marktes als nicht erforderlich angesehen, denn als Restwert wird der *Fair Value* angesetzt und damit beträgt die Höhe der Abschreibung Null.

Die Interpretation IFRIC 3 *Emissions Rights* kann nur von Abonnenten des IASB *Comprehensive Subscription Service* von der IASB *Website* heruntergeladen werden (www.iasb.org). Allerdings sind der Entwurf D1 *Emissions Rights* vom Mai 2003 und die zu ihm eingegangenen Kommentare frei verfügbar unter

http://www.iasb.org/uploaded_files/documents/8_39_IFRICD1.pdf
sowie http://www.iasb.org/current/comment_letters_ifric.asp?showPageContent=no&xml=17_28_83_02102003.htm.



Wie wird die Interpretation IFRIC 3 *Emissions Rights* beurteilt?

Die *European Financial Reporting Advisory Group* (EFRAG), das fachliche Beratungsgremium der EU-Kommission, hat der EU-Kommission Mitte Februar 2005 empfohlen, die Interpretation IFRIC 3 *Emissions Rights* aus den folgenden Gründen **in der EU vorerst nicht umzusetzen** (siehe auch das EFRAG-Schreiben unter www.efrag.org/doc/3557_IFRIC3DRAFTADVICE.pdf):

- Unterschiedlicher Wertansatz von Emissionsberechtigungen und Rückstellungen im *Cost Model*: Emissionsberechtigungen sind entsprechend ihres Preises anzusetzen, die Rückstellung jedoch gemäß dem *Fair Value*. Ändert sich der Marktpreis, führt dies zu einer unausgewogenen Gewinn- und Verlustrechnung, die künstlich ist und nicht die wirtschaftliche Realität angemessen repräsentiert. Dies betrifft v. a. Unternehmen, die mit ihren Emissionsberechtigungen keinen Handel betreiben.
- Unterschiedlicher Ausweis von Wertänderungen im *Revaluation Model*: Unausgewogenheit der Gewinn- und Verlustrechnung, da sich eine positive Wertanpassung direkt im Eigenkapital widerspiegelt, während Wertänderungen bei den Rückstellungen als Gewinn oder Verlust ausgewiesen werden. Die EFRAG sieht die daraus resultierenden Informationen als irrelevant an.

- Beendigung der Zuteilungsperiode: IFRIC 3 schreibt vor, dass auch bei Abschluss der verpflichtenden Zuteilungsperiode die Bewertung für Emissionsberechtigungen und Rückstellungen fortgesetzt werden muss, womit sich die unterschiedliche Bewertung einzelner Posten fortsetzt, obwohl die Zuteilungsperiode abgelaufen ist. EFRAG geht davon aus, dass die Unternehmen nach Handelsabschluss ihr Abschneiden berechnen und den Netto-Effekt in ihre Gewinn- und Verlustrechnung aufnehmen sollten.

Mit der ablehnenden Haltung der EFRAG werden Befürchtungen von Unternehmen aufgegriffen, die eine hohe und künstliche Ergebnisvolatilität aufgrund des geforderten *Fair-Value*-Ansatzes befürchten. Kritisiert wurde seitens der Unternehmen auch die unterschiedliche Behandlung von Rückstellungen für Emissionen und der ausgegebenen Emissionsberechtigungen. Bis zum 22. März 2005 konnten Kommentare zur Empfehlung bei EFRAG eingereicht werden (www.efrag.org/ oder info@EFRAG.org).

Eine weitere Einschätzung zur Bilanzierungs- und Auditierungsproblematik von Emissionsberechtigungen wurde im Januar 2005 von der FEE (*Fédération des Expert Comptable Européens*) herausgegeben. Der Beitrag der *FEE Alert Emissions Trading* ist verfügbar unter <http://www.fee.be/publications/main.htm>, in der Kategorie *Sustainability*).

2.6.3 Die umsatzsteuerliche Behandlung von Emissionsberechtigungen

Das Bundesministerium der Finanzen (BMF) hat am 2.2.2005 bekannt gegeben, wie das EU-Emissionshandelssystem für Treibhausgase aus umsatzsteuerrechtlicher Sicht zu beurteilen ist. Das Schreiben ist verfügbar unter: http://www.bundesfinanzministerium.de/cln_02/nn_372/DE/Aktuelles/BMF_Schreiben/29718,templateId=raw,property=publicationFile.pdf.

Unterliegt die Erstzuteilung der Emissionsberechtigungen der deutschen Umsatzsteuer?

Der Umsatzsteuer unterliegen in Deutschland grundsätzlich Leistungen, die folgende Kriterien erfüllen:

- (1) Sie müssen von einem **Unternehmer** erbracht worden sein.
- (2) Sie müssen im **Inland** erbracht worden sein.

(3) Sie müssen **gegen Entgelt** erbracht worden sein.

(4) Sie müssen **im Rahmen eines Unternehmens** ausgeführt worden sein.

Bei der Erstzuteilung wird der Bund nicht unternehmerisch tätig, sondern die Ausgabe obliegt dem Umweltbundesamt (DEHSt) im Rahmen der öffentlichen Gewalt. Außerdem fällt kein Entgelt an. Daher gilt:

Bei der **Erstzuteilung** der Emissionsberechtigungen wird **keine Umsatzsteuer** fällig.

Sollte der Bund später durch Eigenhandel tätig werden, würde Umsatzsteuer in Höhe von zurzeit 16 % anfallen.

Unterliegen Markttransaktionen der deutschen Umsatzsteuer?

Beim EU-Emissionsrechtehandel am Markt handelt es sich um eine entgeltliche Übertragung von Rechten durch ein Unternehmen im Rahmen seines Unternehmens. Inwiefern jemand, der Emissionsberechtigungen erwirbt, dabei unternehmerisch (i. S. d. § 2 UStG) tätig ist, ist gemäß BMF nach den allgemeinen Grundsätzen zu beurteilen.

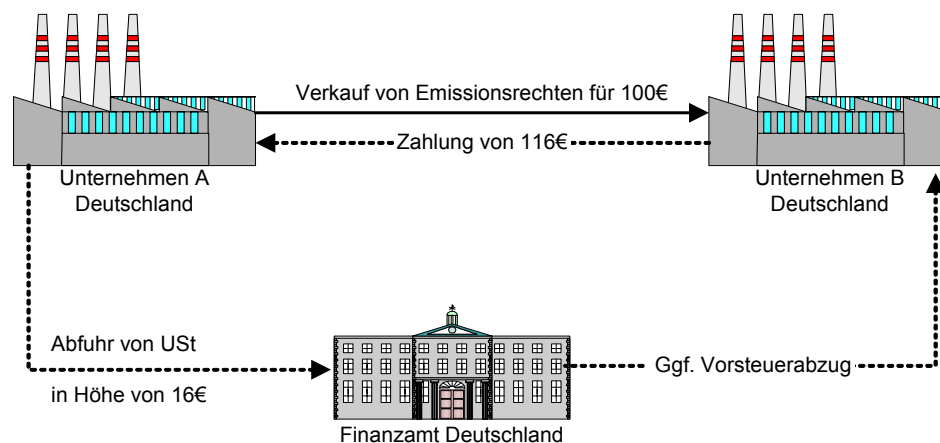
Der Handel mit Emissionsberechtigungen ist eine **sonstige Leistung** i. S. d. § 3a IV Nr. 1 UStG. Ob in Deutschland Umsatzsteuer zu zahlen ist, hängt davon ab, welches der umsatzsteuerliche Ort dieser Leistung ist. Bei der Übertragung von Emissionsberechtigungen von einem Unternehmer an einen anderen Unternehmer ist der **Leistungsort** regelmäßig dort, wo der **Leistungsempfänger** seinen Sitz oder eine Betriebsstätte hat, an die die Leistung erbracht wird (§ 3a i. V. m. IV Nr. 1 UStG). Zudem hat der Leistungsempfänger unter den allgemeinen Voraussetzungen des § 15 UStG das **Recht auf Abzug** der in den Rechnungen über die Übertragung von Emissionsberechtigungen für sein Unternehmen ausgewiesenen Umsatzsteuer (§ 15 I 1 Nr. 1 UStG) oder der von ihm nach § 13b I und II UStG geschuldeten und angemeldeten Steuer (§ 15 I 1 Nr. 4 UStG) **als Vorsteuer**. Privatpersonen können hingegen keine Vorsteuer abziehen und zahlen somit in jedem Fall Umsatzsteuer.

Die folgenden drei Beispiele verdeutlichen das Prinzip der Besteuerung beim Leistungsempfänger (*Reverse Charge*).

Beispiele:**1) Inländische Transaktion**

Ein Unternehmen A in Deutschland verkauft an ein anderes Unternehmen B in Deutschland Emissionsberechtigungen im Wert von 100 €. Mit der Übertragung der Berechtigungen entsteht die Umsatzsteuerpflicht in Höhe von zurzeit 16 %. Das heißt, A verkauft an B die Emissionsberechtigungen für 116 € und zahlt 16 € an sein Finanzamt. B wiederum ist zum **Vorsteuerabzug** berechtigt.

Abbildung I-35: Umsatzsteuer bei inländischer Transaktion

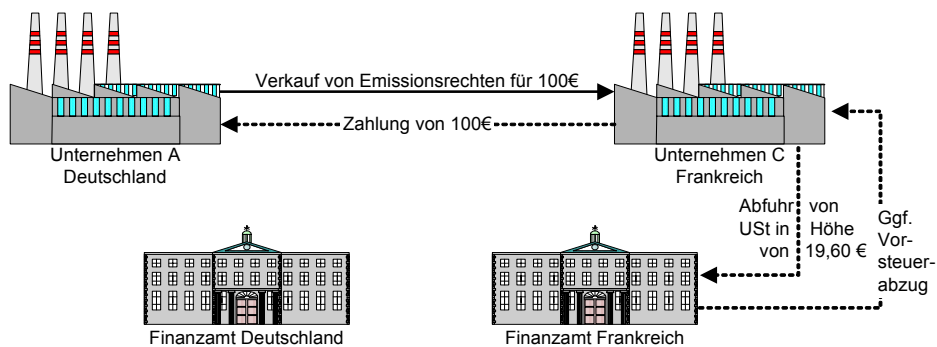


Quelle: Fraunhofer ISI

2) Verkauf ins Ausland

Unternehmen A aus Deutschland verkauft Emissionsberechtigungen im Wert von 100 € an Unternehmen C in Frankreich. Der Verkauf unterliegt nicht der deutschen Umsatzsteuer, da der Ort der Leistung Frankreich ist. A stellt eine Rechnung über 100 €, also ohne Umsatzsteuer, aus, und B führt in Frankreich USt ab (regulärer Satz beträgt dort 19,6 %). Der in der EU durchschnittliche USt-Satz beträgt 19 %, wobei er von 15 bis 25 % variiert.

Abbildung I-36: Umsatzsteuer bei Verkauf ins Ausland

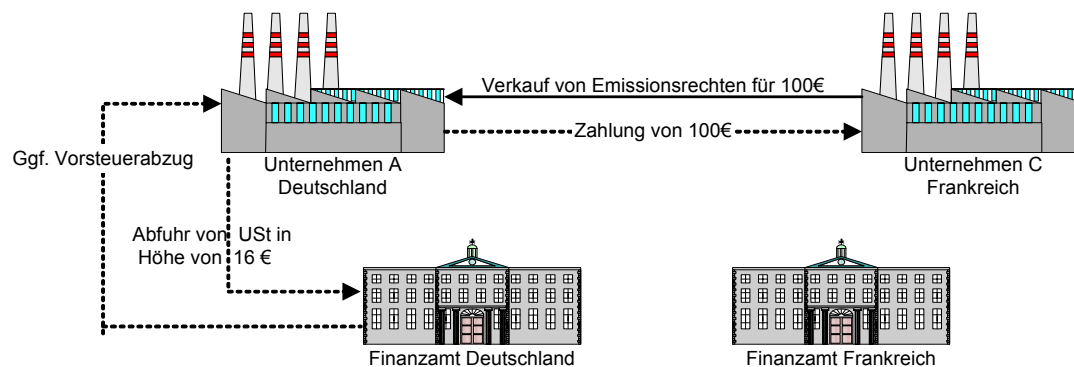


Quelle: Fraunhofer ISI

3) Kauf aus dem Ausland

Unternehmen A aus Deutschland kauft von Unternehmen C aus Frankreich Emissionsberechtigungen im Wert von 100 €. Ort der Leistung ist Deutschland, so dass die deutsche Umsatzsteuer mit Übertragung der Emissionsberechtigungen fällig wird (§ 13b UStG). A zahlt an C 100 € (ohne USt), und führt zusätzlich 16 € an sein Finanzamt ab. A ist in Deutschland **vorsteuerabzugsberechtigt**.

Abbildung I-37: Umsatzsteuer bei Kauf aus dem Ausland



Quelle: Fraunhofer ISI

Zu beachten ist, dass es zur umsatzsteuerlichen Behandlung von Emissionsberechtigungen zwar eine Richtlinie des EU-Umsatzsteuer-Komitees gibt, in der empfohlen wird, dass die nationalen Steuerbehörden den Handel mit Emissionsberechtigungen am Ort des Leistungsempfängers (*Reverse Charge*) besteuern. Da diese EU-Erklärung jedoch nicht verpflichtend ist, bleibt abzuwarten, ob eine einheitliche Regelung in den EU-Ländern zustande kommt.

Die deutschen und z. B. auch die britischen Behörden haben die EU-Empfehlung bestätigt, wohingegen z. B. in Dänemark noch keine USt-Ausführungsrichtlinie vorliegt.

Ist für den Kauf von Emissionsberechtigungs-Derivaten Umsatzsteuer zu entrichten?

In Deutschland gelten Berechtigungen im EU-Emissionshandel nicht als Wertpapiere (§ 15 Satz 1 TEHG) und somit auch nicht als Finanzinstrumente im Sinne von § 1 (11) des Kreditwesengesetzes (KWG). Damit unterliegt der Handel mit Berechtigungen nicht der Finanzmarktaufsicht durch das Bundesamt für die Finanzdienstleistungsaufsicht (BaFin).

Demgegenüber werden Derivate gemäß § 15 Satz 1 TEHG als **Finanzinstrumente** eingestuft, die der **Aufsicht der BaFin** unterliegen. Für den Handel mit Derivaten auf Basis der EU-Berechtigungen ist daher eine Erlaubnis nach § 32 I KWG erforderlich. Allerdings gelten auch derivative Finanzinstrumente (Derivate) von Emissionsberechtigungen (i. S. v. § 1 II 4 KWG und § 3 IV TEHG) wie *Futures*, *Forwards* oder Optionen in Deutschland **nicht als Wertpapiere**, da sie nur das Recht bzw. die Verpflichtung beinhalten, zu einem bestimmten Zeitpunkt eine bestimmte Menge Berechtigungen zu einem bestimmten Preis kaufen oder verkaufen zu können. Folgende umsatzsteuerliche Behandlung ist vom BMF vorgesehen:

- **Futures:** Hier liegt **kein umsatzsteuerlicher Leistungsaustausch** vor, da *Future*-Kontrakte auf Emissionsberechtigungen bis zum Zeitpunkt der tatsächlichen Liefer- bzw. Abnahmeverpflichtung als Differenzgeschäft zu behandeln sind.
- **Optionen:** Optionsgeschäfte sind keine Differenzgeschäfte und **unterliegen** somit **der Umsatzsteuer**, es sei denn, die Ausübung der Option führt zu keiner Übertragung von Emissionsberechtigungen. In diesem Fall sind sie von der USt befreit (§ 5 Nr. 8 c UStG).

Damit lässt sich zusammenfassend festhalten, dass Derivate so lange umsatzsteuerfrei sind, wie es nicht zu einer tatsächlichen Lieferung/Abnahme der Berechtigungen kommt. Ansonsten sind sie umsatzsteuerpflichtig, genauso wie dies für den Handel mit EU-Berechtigungen zutrifft.¹¹⁴

¹¹⁴ Sind jedoch Derivate von Emissionsberechtigungen **in börsengehandelten Wertpapieren verbrieft**, sind sie von der Umsatzsteuer nach § 4 Nr. 8e UStG befreit.

2.7 Organisatorische Einbindung des Emissionshandels

Die organisatorische Einbindung des Emissionshandels im Unternehmen beinhaltet insbesondere die Festlegung, welche Aufgaben von welchen Bereichen und Abteilungen im Unternehmen durchgeführt und verantwortet werden, wie die Informationsflüsse intern organisiert werden und wer die Schnittstellen zu Externen (Verifizierer, *Broker* etc.) herstellt.¹¹⁵ Ein Patentrezept für die konkrete Implementierung gibt es nicht. Vielmehr hängt diese in starkem Maße von Art und Größe des Unternehmens, der Anzahl der betroffenen Anlagen, der strategischen Bedeutung des Emissionshandels, der Anzahl der Standorte in Deutschland bzw. der EU sowie von den bereits bestehenden Organisationsstrukturen ab. Die Umsetzung wird in einem kleinen oder mittelständischen Unternehmen andere Merkmale aufweisen als in einem großen Konzern mit vielen betroffenen Anlagen. Trotzdem lassen sich einige grundsätzliche Aufgabenbereiche identifizieren, für deren organisatorische Implementierung sowie die Verteilung von Zuständigkeiten in Tabelle I-16 ein Vorschlag unterbreitet wird.

Die Frage der **Zentralisierung** einzelner Aufgaben stellt sich primär bei Unternehmen, die über mehrere Standorte innerhalb Deutschlands bzw. innerhalb der EU verfügen. Denkbar ist z. B., dass Aufgaben aus dem Bereich Emissionsmanagement (Marktbeobachtung, Handel etc.) an zentraler Stelle bzw. durch die Muttergesellschaft durchgeführt werden.

Die **strategische Bedeutung** des Emissionshandels für einzelne Unternehmen richtet sich vor allem nach den Kosten (bzw. möglichen Gewinnen durch Verkauf von Berechtigungen), die den Unternehmen durch die verpflichtende Teilnahme am EU-Emissionshandel entstehen. Für große CO₂-intensive Unternehmen kann sich der EU-Emissionshandel vor allem bei hohen Preisen für Berechtigungen zu einem strategischen Geschäftsfeld entwickeln, so dass das Emissionsmanagement vollständig unternehmensintern durchgeführt wird.

Da zur Durchführung des Emissionshandels im Unternehmen Informationen aus vielen Bereichen zusammenzutragen und Entscheidungen zu koordinieren sind, könnte eine spezielle Arbeitsgruppe (**Task Force**) mit Mitarbeitern aus den relevanten Unternehmensbereichen einberufen werden. Die Besetzung dieser Arbeitsgruppe kann in Abhängigkeit der jeweiligen Fragestellung erfolgen.

¹¹⁵ Vergleiche dazu insbesondere „Leitfaden für Unternehmen zur betrieblichen Organisation des Handels mit Treibhausgas-Emissionsberechtigungen“ (www.co2ncept.net)

Tabelle I-16: Organisatorische Einbindung des EU-Emissionshandels

Zuständigkeit D: Durchführung M: Mitwirkung I: Information Aufgabe	Organisatorische Einheit							
	Management	Planung	Einkauf/Handel	Produktion	Messtechnik	Berichtswesen / Umwelt-Bewusstsein.	Rechnungswesen	Controlling
Zuteilungsanträge stellen	I					D		I
Monitoring u. Inventarerstellung	I			M	M	D		I
Laufende Emissionsprognose	I			M		D		
Abgleich aktuelle Emissionen und Zuteilung	I	I	I	I		D		I
Langfristige Emissionsprognose und Abschätzung des zukünftigen Bedarfs an Berechtigungen	I	D	I	M		I		M
Identifizierung und Bewertung interner Minderungsmaßnahmen		D		M		M		I
Koordinierung Investitionsplanung und Unternehmensstrategie	D	M		I		M		M
Realisierung des Projekts		D		M		I		I
Risikomanagement inkl. Informationsbeschaffung	M		D			I	I	I
Entscheidung über Investitions- und Handelsstrategie	D	M	M	I		I		
Handel mit Berechtigungen			D				I	I

Quelle: Fraunhofer ISI in Anlehnung an „Leitfaden für Unternehmen zur betrieblichen Organisation des Handels mit Treibhausgas-Emissionsberechtigungen“ (www.co2ncept.net).

Auch die Frage, in welchem Bereich die **Hauptverantwortung** für den EU-Emissionshandel angesiedelt sein sollte, richtet sich nach der strategischen Bedeutung. Bei hoher strategischer Bedeutung sollte die Hauptverantwortung bei der Geschäftsleitung/Management liegen. Unter Umständen kann es sinnvoll sein, eine Stabstelle bei der Geschäftsleitung einzurichten. Bei niedriger strategischer Bedeutung kann die Hauptverantwortung auch in anderen

Bereichen, z. B. beim Umweltbeauftragten bzw. Berichtswesen liegen. Bei einer zukünftigen Verschärfung der Emissionsziele und einem Anstieg des Preises für Berechtigungen ist denkbar, dass die Hauptverantwortung im Laufe der Zeit zur Geschäftsleitung wechselt. Bei einer Umfrage, die das Fraunhofer ISI im Auftrag des Ministeriums für Umwelt und Verkehr Baden-Württemberg bei betroffenen baden-württembergischen Unternehmen durchgeführt hatte, zeigte sich beispielsweise, dass die organisatorische Hauptverantwortung für den EU-Emissionshandel bei einem guten Drittel bei der Geschäftsführung und bei knapp 28 % bei der Umweltabteilung angesiedelt ist.¹¹⁶

Für kleine und mittlere Unternehmen (**KMUs**), für die der Emissionshandel von geringer strategischer Bedeutung ist, bietet es sich aufgrund der hohen Transaktionskosten an, bestimmte Aufgabenbereiche wie das Emissionsmanagement vollständig an Dritte zu vergeben und sich auf die Kernkompetenzen des Unternehmens zu konzentrieren (**Outsourcing**).¹¹⁷ Bei niedrigen Preisen und einer hohen Zuteilung wird es sich gerade für Betreiber von Kleinanlagen kaum lohnen, die notwendigen Schritte zur Entwicklung einer Handels- und Vermeidungsstrategie durchzuführen. Aus Sicht dieser Betreiber mag es sinnvoll sein, ein Mal pro Jahr im Handel aktiv zu sein und die fehlenden Emissionsberechtigungen (ggf. über einen *Broker*) zuzukaufen. Denkbar ist auch, dass der Energielieferant die notwendigen Emissionsberechtigungen beim Einkauf automatisch mitliefert bzw. das Emissionsmanagement für seine Kunden vollständig übernimmt.

Wichtig ist, dass sich jedes Unternehmen über die Zuständigkeiten, zeitlichen Vorgaben und Prozesse bewusst wird. Tabelle I-17 stellt ein Beispiel für eine interne Zuständigkeitsliste dar, die als Basis für die Klarstellung der Prozessabläufe in einem kleineren und mittleren Unternehmen herangezogen werden kann.

¹¹⁶ Vgl. Schleich J., Betz, R. und Kaeser S. (2004): Vorbereitung baden-württembergischer Unternehmen auf den Emissionsrechtshandel: Ermittlung von Informations- Beratungs- und Schulungsbedarf. Endbericht an das Ministerium für Umwelt und Verkehr Baden-Württemberg (UVM), Fraunhofer ISI, Karlsruhe, März 2004.

¹¹⁷ Vgl. Schleich J. und Betz, R. (2004): *EU Emissions Trading and Transaction Costs for SMEs*, *Intereconomics*, S. 121-123.

Tabelle I-17: Schema für die organisatorische Umsetzung des Emissionshandels

Aufgabe	Zeitbezug täglich, monatlich, Quartalsweise, jährlich	Informationsfluss Von wem, wann und wie häufig an wen	Zuständiger Abteilung und ggf. Person
Datum:			
Zuteilungsanträge stellen			
Genehmigung: Anzeigeverfahren			
Erstellung und Abstimmung <i>Monitoring</i> -Konzept			
Bestimmung der CO ₂ -Emissionen (Datenverwaltung)			
CO ₂ -Emissionsprognose			
Erstellung Emissionsbericht			
Verifizierung Emissionsbericht			
Übermittlung Emissionsbericht an Behörde			
Abgleich aktuelle Emissionen und Zertifikatbestand			
Langfristige Emissionsprognose und Abschätzung des zukünftigen Bedarfs an Berechtigungen			
Identifizierung und Bewertung interner Minderungsmaßnahmen			
Koordinierung Investitionsplanung und Unternehmensstrategie			
Verwaltung des Kontos mit Emissionsberechtigungen			
Risikomanagement inkl. Informationsbeschaffung (Preisanalysen)			
Entscheidung über Investitions- und Handelsstrategie			
Handel mit Berechtigungen			
Steuer- und handelsrechtliche Auswirkungen der Zertifikate (inkl. Bewertung der Zertifikate)			

Quelle: Fraunhofer ISI

Welche Arten von Informations- Beratungs,- und Dienstleistungsangeboten gibt es?

Für sämtliche in Tabelle I-17 genannten Bereiche existieren mittlerweile zahlreiche Informations-, Beratungs- und Dienstleistungsangebote, die aber hier nicht alle aufgelistet werden können. Aus systematischer Sicht lassen sich die Angebote unterteilen in:

(1) Dienstleistungen für einzelne Bereiche durch einzelne Anbieter

Hierzu zählt z. B. der TÜV Süddeutschland, der als Validierer von Klimaschutzprojekten fungiert. Er informiert über sein Internetportal (<http://www.netinform.de/>) und einen kostenlosen Newsletter umfassend im Bereich Klimapolitik und EU-Emissionsrechtehandel informiert. Eine breitere Produktpalette mit ähnlichem Informationsservice bietet die Firma Fichtner (<http://www.emissionshandel-fichtner.de/>), die vor allem im Bereich Ingenieurdienstleistungen und Consulting positioniert ist, und z. B. die Identifizierung und Bewertung von Minderungsmaßnahmen, Emissions- und Risikomanagement oder Strategieentwicklung im Bereich EU-Emissionshandel anbietet.

(2) Dienstleistungen für alle Bereiche durch einzelne Anbieter

Eine Alles-aus-einer-Hand-Strategie verfolgt z. B. die Firma Ecofys (<http://www.ecofys.de/>), die einen Komplett-Service für den EU-Emissionshandel anbietet. Dieser reicht von der Erstellung des *Monitoring*-Konzepts, dem Kauf und Verkauf von Emissionsrechten bis zur Antragstellung für die zweite Handelsperiode.

(3) Dienstleistungen für alle Bereiche durch ein Anbieter-Netzwerk

Die Beratungsgesellschaft BET GmbH, die Rechtsanwaltskanzlei Becker, Büttner, Held, das Fraunhofer ISI, die Takon GmbH, die TÜV Rheinland Group sowie die 500 ppm GmbH haben sich zu einem Netzwerk zusammengeschlossen, um alle Facetten des Emissionshandels abzudecken. Über eine Internet-Plattform (<http://www.CO2-Handel.de>) werden aktuelle Informationen sowie Funktionen für Anlagenbetreiber, Projektentwickler (CDM und JI) oder Händler angeboten.

3 Emissionshandel-Fallbeispiel Stadtwerke Karlsruhe

Am Beispiel des Heizkraftwerks West der Stadtwerke Karlsruhe werden in den folgenden Kapiteln Schritt für Schritt die Vorgaben für die CO₂-Emissionsquantifizierung und Berichterstattung erläutert.

Die Stadtwerke Karlsruhe sind ein mehrheitlich kommunales Energie- und Wasserversorgungsunternehmen mit ca. 1.200 Mitarbeitern (2003). Ihre Hauptaufgabe ist es, die Stadt Karlsruhe und Umgebung mit den Energien Strom, Fernwärme und Erdgas sowie mit Wasser zu versorgen.

Erster Schritt: Bestimmung der Systemgrenzen

Um die Energieversorgung ihrer Kunden sicherzustellen, betreiben die Stadtwerke zum Teil selbst Anlagen zur Strom- und Fernwärmeerzeugung oder beteiligen sich an anderen Anlagen, wie zum Beispiel an der Gas- und Dampfturbine der EnBW AG im Rheinhafen, an welcher die Stadtwerke 25 % der Anteile halten. Die größte Anlage, die die Stadtwerke selbst betreiben, ist das Heizkraftwerk West (HKW West), das im Jahr 2004 ca. 135.254 MWh Fernwärme und 27.163 MWh Strom produziert hat. Die Gesamtkapazität des Standortes liegt bei 380 MW_{th}, und die Kessel fallen unter eine immissionschutzrechtliche Genehmigung. Die Stadtwerke sind als Betreiber verpflichtet, die Vorgaben des TEHG zu erfüllen, da der Standort weit über dem Schwellenwert des TEHG von 20 MW_{th} liegt (siehe Tabelle I-2). Selbst ohne eine Kumulierung der Kapazitäten, d. h. wenn die Kessel einzeln genehmigt worden wären, würden diese jeweils den Schwellenwert von 20 MW_{th} überschreiten. Neben dem HKW West betreiben die Stadtwerke Karlsruhe einige kleinere Anlagen, z. B. das Heizkraftwerk in der Waldstadt und im Ahaweg sowie einige Anlagen zur regenerativen Energieerzeugung. Die zwei Kessel im Ahaweg fallen mit je 50 MW wie auch die Anlage in der Waldstadt mit 40 MW unter den Anwendungsbereich des TEHG. Die anderen Anlagen sind als regenerative Anlagen vom EU-Emissionshandel ausgenommen (siehe § 2 (5) TEHG). Im Folgenden werden die *Monitoring*- und Berichterstattungsanforderungen am Beispiel des HKW West illustriert, da es sich dabei um die Größte selbst betriebene Anlage der Stadtwerke handelt.

Die Systemgrenzen lassen sich am besten auf Basis der in Kapitel 1 des *Monitoring*-Konzeptes geforderten Beschreibungen und des Verfahrenfließbildes aufzeigen (siehe auch Anhang I). Das HKW West ist ein Heizkraftwerk zur kommunalen Fernwärmeversorgung und Spitzenstromabdeckung.

Es besteht aus folgenden drei Kesseln (siehe auch Abbildung I-38):

Kessel 6 / 2 = $180 \text{ MW}_{\text{th}}$ (Erdgas / HEL – Öl als Ersatzbrennstoff)

Kessel 3 = $180 \text{ MW}_{\text{th}}$ (nur HEL – Öl)

Hilfsdampfkessel (HID) = $21 \text{ MW}_{\text{th}}$ (nur Erdgas)

HKW West gesamt = $381 \text{ MW}_{\text{th}}$

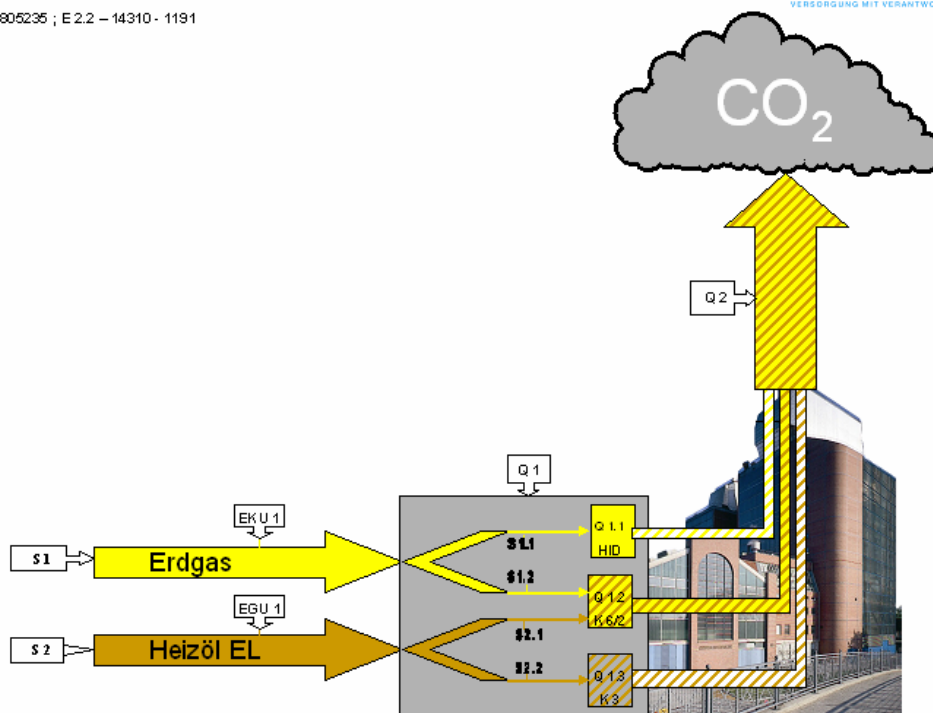
Laut TEHG sind für die Zuteilungsperiode 2005 - 2007 nur die Kohlendioxid-Emissionen (CO_2 -Emissionen) der Anlage relevant und keine anderen Treibhausgase, wie z. B. die N_2O -Emissionen. Da bei der Energieerzeugung des HKW West auch keine prozessbedingten Emissionen anfallen, kann sich die folgende Betrachtung auf die Quantifizierung der energiebedingten CO_2 -Emissionen beschränken.

Abbildung I-38: Verfahrensfliessbild des Heizkraftwerks West

Heizkraftwerk West

BW_Q2805235 ; E 2.2 – 14310 - 1191

STADTWERKE
KARLSRUHE
VERSORGUNG MIT VERANTWORTUNG



SWH_Verfahrensfliessbild_TWB_07.04.2005

S1 = öffentliches Gasnetz / Stoffstrom Erdgas; S2 = Öltanks / Stoffstrom Heizöl

EKU 1 = Analysestelle Erdgas (Lieferanten Ruhrgas); EGU 1 = Analysestelle Heizöl EL

Q1 = HKW West: Q1.1 = Hilfsdampfkessel (HID), Q1.2 Kessel 6/2, Q1.3 = Kessel 3

S1.1, S1.2 = mengenmäßige Erfassung Erdgas; S2.1, S2.2 = mengenmäßige Erfassung Heizöl

Q2 = gemeinsamer Kamin

Quelle: Stadtwerke Karlsruhe

Zweiter Schritt: Schätzung der Emissionen und Bestimmung der relevanten Genauigkeitsebene

Für die Ermittlung der zu Grunde zu legenden Genauigkeitsebene sind die Gesamtemissionen der Anlage für 2005 - 2007 abzuschätzen. Auf Basis des im Rahmen des Leitfadens entwickelten *Excel-Tools* (siehe CD-ROM) wurden für das HKW West folgende grobe Abschätzungen der Emissionen vorgenommen. Um die Berechnungen für Kessel 6/2 und den Hilfsdampfkessel (HID) vorerst getrennt vorzunehmen, wurde das Tabellenblatt 1 kopiert. Da Kessel 3 im Jahr 2004 nicht betrieben wurde, ist für diesen keine Kopie bzw. Berechnung erstellt worden.

Als erstes wurden die Emissionen für das Jahr 2004 über Arbeitsblatt 1 ermittelt. Es wurden dabei die verbrauchten Erdgasmengen und der – von Ruhrgas erfragte – untere Heizwert in den rot hinterlegten Spalten links von Spalte A eingetragen. Mit Hilfe der vorgegebenen Standardemissionsfaktoren von der DEHSt sind die CO₂-Emissionen in der letzten Zeile von Spalte I automatisch berechnet worden (siehe Tabelle I-18 (31.556,2 t CO₂) und Tabelle I-19 (6.918,4 t CO₂)). Da die Emissionsfaktoren der DEHSt bereits die unvollständige Verbrennung berücksichtigen, wurde der Oxidationsfaktor auf 1 belassen.

Tabelle I-18: Berechnung der CO₂-Emissionen für Kessel 6/2 (2004)

	Eingabe in Gewichts- oder Volumeneinheiten	A	B	C	D	E	H	I
	Brennstoffeinsatz	Unterer Heizwert (eigene Werte)	Unterer Heizwert (vorgegebene Werte)	Programm rechnet mit Heizwert...	Input pro Jahr	Emissionsfaktor DEHST	Oxidationsfaktor	CO ₂ -Emissionen
Ebene nach Monitoring-Leitlinien	m ³ oder t	GJ/m ³ oder GJ/t	GJ/m ³ oder GJ/t	GJ/m ³ oder GJ/t	(GJ)	2a (tCO ₂ /GJ)	%	(tCO ₂)
Brennstoff								
Erdgas H Verbund (bezogen auf den unteren Heizwert)	15.229.821	0,0370	0,038	0,037	563.503,38	0,056	1,000	31.556,2
								31.556,2

Quelle: Fraunhofer ISI

Tabelle I-19: Berechnung der CO₂-Emissionen für den HID (2004)

	Eingabe in Gewichts- oder Volumeneinheiten	A	B	C	D	E	H	I
	Brennstoffeinsatz	Unterer Heizwert (eigene Werte)	Unterer Heizwert (vorgegebene Werte)	Programm rechnet mit Heizwert...	Input pro Jahr	Emissionsfaktor DEHST	Oxidationsfaktor	CO ₂ -Emissionen
Ebene nach Monitoring-Leitlinien	m ³ oder t	GJ/m ³ oder GJ/t	GJ/m ³ oder GJ/t	GJ/m ³ oder GJ/t	(GJ)	2a	%	(tCO ₂)
Brennstoff								
Erdgas H Verbund (bezogen auf den unteren Heizwert)	3.339.006	0,0370	0,038	0,037	123.543,22	0,056	1,000	6.918,4
								6.918,4

Quelle: Fraunhofer ISI

Im nächsten Schritt wurden die Emissionen der beiden Anlagen einzeln in das Tabellenblatt "Prognose" in die Spalte "Emissionen im Basisjahr" übertragen. Im einfachsten Falle können dann durch die Division mit der produzierten Menge die spezifischen CO₂-Emissionen pro Produkteinheit ermittelt werden. Im Falle des HKW West, das Strom und Wärme gleichzeitig produziert, wird die Berechnung komplizierter. Da die Stadtwerke jedoch das HKW West im Wesentlichen für die Erfüllung ihrer Wärme-Lieferungsverträge nutzen, werden alle Anlagen nach dem Wärmebedarf gefahren, so dass die Prognose im Wesentlichen auf Basis des geschätzten Wärmebedarfs erstellt werden kann. Der erzeugte Strom stellt dabei eher ein willkommenes Nebenprodukt dar, als dass dieser den Produktionsprozess bestimmt. Im Jahr 2004 sind Frischwärme und KWK-Fernwärme sowie Strom von insgesamt 180.440 MWh erzeugt worden. Davon wurden 137.200 MWh Wärme und Strom im Kessel 6/2 mit einem spezifischen Wert von 0,23 t CO₂ / MW erzeugt worden. Im HID sind 43.240 MWh erzeugt worden, woraus sich ein spezifischer Wert von 0,16 t CO₂ / MW_{th} ableiten lässt.

Für die Jahre 2005 - 2007 gehen die Stadtwerke von einem Gesamtwärmebedarf aus Eigenerzeugung von 252.000 MWh aus, d. h. von einer Steigerung um ca. 5 % gegenüber 2004. Davon sollen ca. 75 %, d. h. 190.000 MWh, im HKW West produziert werden und die restlichen 25 % in den Anlagen im Ahaweg. Das HKW West produziert neben der gefragten Wärme auch noch 13.500 MWh Strom. Auf Basis der historischen Emissions-/Produktionsverhältnisse wurden die prognostizierten CO₂-Emissionen ermittelt. Diese werden – verteilt auf die beiden Kessel (6/2 und HID) für die Jahre 2005 bis 2007 bei jeweils 40.642 t CO₂ liegen (siehe Tabelle I-20).

Tabelle I-20: Prognose der Emissionen für das HKW West (2005 - 2007)

Zeilen- nr.	Energiebedingte Emissionen	Emissionen im Basisjahr (z. B. 2004)	2005	2006	2007	Summen
		(t CO ₂)	(t CO ₂)	(t CO ₂)	(t CO ₂)	(t CO ₂)
3	Erdgas	38.475	0	0	0	0
10	Energiebedingte Gesamtemissionen übernommen aus Arbeitsblatt 1	0,0				
11	Energiebedingte Gesamtemissionen K 6/2	31.556,2	33.580,2	33.580,2	33.580,2	495.639
	Energiebedingte Gesamtemissionen HID	6.918,4	7.040,0	7.040,0	7.040,0	21.120
	energiebedingte Gesamtemissionen HKW West	38.474,6	40.620,2	40.620,2	40.620,2	121.861
12	Produktionsmenge MWh K6/2	137.200,00	146.000,00	146.000,00	146.000,00	2.154.940
	Produktionsmenge MWh HID	43.240,00	44.000,00	44.000,00	44.000,00	132.000
	Gesamte Produktionsmenge MWh	180.440,00	190.000,00	190.000,00	190.000,00	570.000
13	Emissionsintensität K 6/2	0,230	0,230	0,230	0,230	3
	Emissionsintensität HID	0,160	0,160	0,160	0,160	
14	Vorgegebene jährliche Veränderung der Intensität in %	0,00				

Anmerkung: Leichte Abweichungen zu den Emissionsangaben, die im *Monitoring*-Konzept ausgewiesen sind, ergeben sich durch die Nicht-Einbeziehung der Emissionen von Kessel 3, der nur zu TÜV-Prüfungen bzw. im Reservefall angefahren wird, sowie durch Rundungen.

Quelle: Fraunhofer ISI

Auf Basis der prognostizierten Emissionen für die Jahre 2005 - 2007 wurden anschließend die bei der Emissionsquantifizierung anzuwendenden Genauigkeitsebenen bestimmt. Die *Monitoring*-Leitlinien sehen vor, dass bei jährlichen Gesamtemissionen von unter 50.000 t CO₂ die Angaben in Spalte A von Tabelle I-10 relevant sind. Dies bedeutet für die Stadtwerke Karlsruhe, dass sie in der ersten Zuteilungsperiode mindestens folgende **Genauigkeitsebenen** für die einzelnen Berechnungselemente anzuwenden haben:¹¹⁸

Tätigkeitsdaten:	Ebene 2a/2b
spezifischer Heizwert:	Ebene 2
Emissionsfaktor:	Ebene 2a/2b
Oxidationsfaktor:	Ebene 1

¹¹⁸ Die Genauigkeitsebene ist für flüssige und gasförmige Brennstoffe identisch.

Dritter Schritt: Erstellung des *Monitoring-Konzeptes*

Die Basis für die Treibhausgas-Genehmigung stellt das *Monitoring-Konzept* dar. Im Folgenden werden kapitelweise die notwendigen Angaben auf Basis des von der **DEHSt** herausgegebenen **Muster-Monitoring-Konzeptes** beschrieben.

Um die Vorgehensweise zu illustrieren, findet sich in Anhang I als Beispiel das ausgefüllte *Monitoring-Konzept* für das Heizkraftwerk West, das mit dem Zentrum für Umweltmessungen, Umwelterhebungen und Gerätesicherheit Baden-Württemberg (UMEG), das in Baden-Württemberg als technische Fachbehörde die immissionsschutzrechtlichen Genehmigungsbehörden unterstützt, bereits abgestimmt wurde. Das Konzept ist derzeit noch nicht von einem Verifizierer geprüft worden, dies wird erst bei der Verifizierung des ersten Emissionsberichtes für 2005 erfolgen.

Die in **Kapitel 1** des *Monitoring-Konzeptes* geforderte Beschreibung der Anlage und erwarteten jährlichen Emissionen für 2005 bis 2007 entsprechen weitestgehend den Angaben, die bereits in Schritt 1 und 2 ermittelt worden sind. Wichtig ist, dass die im Verfahrensfließbild genannten Nummern und Codes mit den Angaben in den Tabellen des *Monitoring-Konzeptes* übereinstimmen.

In **Kapitel 2** sind Angaben über die Ansprechpartner und Verantwortlichen sowie Angaben zur Anlage zu machen. Bei den Stadtwerken Karlsruhe ist die Verantwortung für die Emissionsüberwachung in der Abteilung Technik, Wärme und Betrieb angesiedelt. Ferner ist in diesem Kapitel die Anlagenstruktur näher zu erläutern, wobei die Einordnung in verschiedene Klassifikationssysteme z. B. nach dem *European Pollutant Emission Register* (EPER) oder gemäß IPCC (siehe Anhang H) vorzunehmen ist. Das Heizkraftwerk West fällt in folgende der Kategorien:

- Gemäß Anhang zur 4. BImSchV: 1.1 Spalte 1
- Tätigkeiten gemäß Anhang 1 TEHG: Anlage nach I
- CRF-Kategorie nach IPCC: IPCC 1A1a2
- Quellenkategorie nach EPER: IVU 1.1

In **Kapitel 3** sind die zu überwachenden Quellen aufzuzählen. Beim Heizkraftwerk West werden alle Emissionen über einen zentralen Abgaskamin abgegeben (Q2). Die CO₂-Emissionen werden dabei berechnet und nicht mit

kontinuierlichen Messgeräten gemessen.¹¹⁹ Als voraussichtliche jährliche CO₂-Emissionen wird der Durchschnitt der prognostizierten Emissionen für die Jahre 2005 - 2007 (siehe Schritt 2) angegeben.

In **Kapitel 4** sind die Brennstoff- und Materialströme näher zu beschreiben, wobei die Abkürzungen aus dem Verfahrensfliessbild zu verwenden sind. Dabei ist zu berücksichtigen, dass für jeden Materialstrom eine separate Zeile auszufüllen ist. Dies bedeutet, dass für Kessel 6/2 sowohl die voraussichtlichen Mengen an Erdgas als auch die voraussichtlichen Mengen an leichtem Heizöl anzugeben sind. Ferner sind Biomasseanteile aufzuführen, wobei dies für das Heizkraftwerk West irrelevant ist, da keine Biomasse mitverbrannt wird.

In **Kapitel 5** ist das anzuwendende Ebenenkonzept zu erläutern, wobei als erstes die stärkeren von den schwächeren Quellen zu trennen sind. Beim Heizkraftwerk West entstehen 99,7 % der Emissionen bei der Verbrennung von Erdgas und nur 0,29 % bei der Verbrennung von Heizöl. Daher fallen erstere in die Kategorie "stärkere Quellen" und letztere, da sie weniger als 1 % bzw. 500 t CO₂ ausmachen, unter die Kategorie "schwächere Quellen". Für Letztere könnte eine ebenen-unabhängige Schätzmethode angewendet werden. Beim HKW West wird jedoch auch für die schwächeren Quellen das Ebenenkonzept erfüllt, da die genauen Öldaten aus der Zeit des sehr großen Öleinsatzes sowieso vorhanden sind. Diese Vorgehensweise wurde von der zuständigen Genehmigungsbehörde bereits anerkannt.

Außerdem sind für die verschiedenen Brennstoffströme die Ebenen darzulegen und eventuelle Abweichungen zwischen den nach den *Monitoring*-Leitlinien erforderlichen Genauigkeitsebenen mit den im betroffenen Unternehmen tatsächlich vorgesehenen Ebenen aufzuzeigen. Für jeden Brennstoffstrom sind dabei einzelne Tabellen zu erstellen, womit für das Heizkraftwerk West vier Tabellen auszufüllen sind: Zwei für den Kessel 6/2, der sowohl mit Erdgas als auch mit Heizöl betrieben werden kann und jeweils eine für den Kessel 3 und den Hilfsdampfkessel (HID). Es zeigt sich dabei, dass das Heizkraftwerk West die Mindestanforderungen aus Tabelle I-10 für die Bestimmung der Tätigkeitsdaten übersteigt und diese bereits in der ersten Zuteilungsperiode mit einer höher als erforderlichen Genauigkeit ermittelt (siehe hierzu Tabellen in Kapitel 5.2 des *Monitoring*-Konzeptes in Anhang I). Bei der Bestimmung der Heizwerte für Öl ist anzumerken, dass dieser zwar, wie oben erwähnt, mit einer höheren Genauigkeitsebene als für "schwächere Quellen" notwendig bestimmt wird. Der Heizwert wird dabei über eigene Laboranalysen ermittelt. Die Analyse erfolgt jedoch in einem Labor der Stadtwerke, das nicht den ISO- oder DIN-Normen entspricht. Diese Abweichung ist jedoch von der zuständigen Behörde genehmigt worden. Es hat sich beim Informationsaustausch mit anderen

¹¹⁹ Bei der Abgasmessung werden zwar CO-Emissionen gemessen, aber keine CO₂-Emissionen.

Mitgliedsstaaten gezeigt, dass die Labore kleinerer Unternehmen häufig nicht den ISO-Normen entsprechen und dies speziell für die erste Zuteilungsperiode akzeptabel ist. Für Stahlwerke und Raffinerien sieht das Kapitel 5 des *Monitoring*-Konzeptes ferner eine Tabelle für weitergeleitetes CO₂ oder den Kohlenstoffansatz "Glockenlösung" vor.

In **Kapitel 6** sind detaillierte Angaben zu den Messgeräten für die Bestimmung der Brennstoffverbräuche zu machen. Dabei sind auch die Intervalle und letzten Termine der Kalibrierung bzw. Eichung anzugeben. Wie zuvor ist auch hier die jeweilige Nummerierung aus dem Verfahrensfließbild zu Grunde zu legen. Beim Heizkraftwerk West wird das Erdgas meist mit einem Turbinenradzähler gemessen, mit einer Messunsicherheit von +/- 1 %. Das Heizöl wird hingegen mit einem Ringkolbenzähler und einer Messunsicherheit von 0,2 % bis 0,5 % gemessen.

In **Kapitel 7** werden die Verfahren der Probeentnahme für die Bestimmung der stoffspezifischen Parameter abgefragt, d. h. speziell für die Bestimmung des Heizwertes oder biogener Kohlenstoffanteile von Ersatzbrennstoffen. Für das Heizkraftwerk West sind dabei vier verschiedene Verfahren aufzuführen: Zwei Verfahren beziehen sich auf die Heizwertermittlung für Heizöl, die in den eigenen Laboren erfolgt, und die anderen zwei Verfahren auf die Ermittlung des Heizwertes für Erdgas (oberer und unterer), die auf Angaben der Ruhrgas basieren.

In **Kapitel 8** sind die Analyseverfahren zur Bestimmung aller stoffspezifischen Parameter (Heizwert, Emissionsfaktor, Zusammensetzungsdaten bei Brennstoffen aus anorganischen und biogenen Anteilen, Oxidationsfaktoren bzw. Umsetzungsfaktoren) aufzuführen. Für das Heizkraftwerk West ist die Tabelle sowohl für den Brennstoffstrom Erdgas als auch für Heizöl auszufüllen.

In **Kapitel 9** sind die Systeme zur kontinuierlichen Emissionsmessung zu beschreiben. Dies ist für das Heizkraftwerk West wie für die meisten anderen Anlagen nicht von Bedeutung, da die relevanten CO₂-Emissionen berechnet werden. Es wird daher an dieser Stelle nicht näher auf Messinstrumente eingegangen.

In **Kapitel 10** ist das Verfahren zur Qualitätssicherung und -kontrolle zu beschreiben. Dabei ist das Datenverwaltungssystem zu erläutern und darauf einzugehen, ob die Qualitätssicherung und -kontrolle bereits im Rahmen von EMAS oder ISO 14001 durchgeführt werden. Für das HKW West werden die Brennstoffverbräuche kontinuierlich mit Hilfe des TeBIS-Systems erfasst und mit Hilfe von Excel in CO₂-Mengen umgerechnet (siehe Kapitel 10 in Anhang I). Die Daten werden im zentralen Netzserver gespeichert und auf Dauer archiviert. Außerdem werden die Daten durch interne und externe Audits, die den Anforderungen von EMAS genügen, jährlich geprüft.

Im letzten **Kapitel 11** können Vorschläge zur Weiterentwicklung des *Monitoring*-Konzeptes vorgebracht werden.

Vierter Schritt: Quantifizierung der Emissionen

Auf Basis der Angaben im *Monitoring*-Konzept sind ab dem 01.01.2005 die CO₂-Emissionen zu quantifizieren. Für das Heizkraftwerk West erfolgt dies über die kontinuierliche Erfassung der Gas- und Heizölverbräuche (stündlich). In die Excel-Datei "**Tagesberichte**" werden die Werte der GAMESS-Anlage übertragen – der Betriebszähler wird als Vergleichswert herangezogen – und mit den entsprechend festgelegten Emissionsfaktoren und Oxidationsfaktoren in CO₂-Emissionen umgerechnet (siehe Tabelle I-21 für den GAMESS-Zähler).

Die im *Monitoring*-Konzept festgelegten Heizwerte, Emissionsfaktoren und Oxidationsfaktoren sind dabei in die Datei der "Tagesberichte" übertragen worden und ermöglichen so eine stündliche Berechnung der CO₂-Emissionen für die einzelnen Kessel. Analog zu der Vorgehensweise in Schritt 2 werden dabei die entsprechenden Brennstoffverbräuche in Spalte A eingetragen und mit Hilfe des Heizwertes in Gigajoule umgerechnet. Durch die automatische Multiplikation mit den vorgegebenen Emissionsfaktoren der DEHSt und einem Oxidationsfaktor von 1 werden in Spalte D die CO₂-Emissionen ausgewiesen.

Tabelle I-21: Tagesberichte für das HKW West, Kessel 6/2 (01.01.2005)

Ebene nach Monitoring-Leitlinien	Brennstoff: Erdgas		A	B	C	D
	Brennstoffeinsatz	Unterer Heizwert	Input	Emissionsfaktor (eigener Wert oder Standardwerte übernehmen aus Arbeitsblatt 1 Datei "Monatsübersicht")	Oxidationsfaktor	CO ₂ -Emissionen
				2a		
	m ³ oder t	GJ/m ³ oder GJ/t	(GJ)	(tCO ₂ /GJ)	%	(tCO ₂)
Tag / Stunde						
1.1.2005 01:00:00	12.795	0,037	475	0,056	1,000	26,6
1.1.2005 02:00:00	14.566	0,037	541	0,056	1,000	30,3
1.1.2005 03:00:00	15.929	0,037	591	0,056	1,000	33,1
1.1.2005 04:00:00	15.267	0,037	567	0,056	1,000	31,7
1.1.2005 05:00:00	14.989	0,037	556	0,056	1,000	31,2
1.1.2005 06:00:00	15.503	0,037	575	0,056	1,000	32,2
1.1.2005 07:00:00	15.973	0,037	593	0,056	1,000	33,2
1.1.2005 08:00:00	15.925	0,037	591	0,056	1,000	33,1
1.1.2005 09:00:00	15.968	0,037	593	0,056	1,000	33,2
1.1.2005 10:00:00	16.389	0,037	608	0,056	1,000	34,1
1.1.2005 11:00:00	16.494	0,037	612	0,056	1,000	34,3
1.1.2005 12:00:00	16.474	0,037	612	0,056	1,000	34,2
1.1.2005 13:00:00	15.903	0,037	590	0,056	1,000	33,1
1.1.2005 14:00:00	16.369	0,037	608	0,056	1,000	34,0
1.1.2005 15:00:00	17.366	0,037	645	0,056	1,000	36,1
1.1.2005 16:00:00	16.814	0,037	624	0,056	1,000	35,0
1.1.2005 17:00:00	17.034	0,037	632	0,056	1,000	35,4
1.1.2005 18:00:00	17.241	0,037	640	0,056	1,000	35,8
1.1.2005 19:00:00	17.197	0,037	638	0,056	1,000	35,7
1.1.2005 20:00:00	16.538	0,037	614	0,056	1,000	34,4
1.1.2005 21:00:00	16.286	0,037	605	0,056	1,000	33,9
1.1.2005 22:00:00	15.936	0,037	592	0,056	1,000	33,1
1.1.2005 23:00:00	15.130	0,037	562	0,056	1,000	31,5
2.1.2005 00:00:00	14.578	0,037	541	0,056	1,000	30,3
Tagessumme	382.664,0	0,037	14.204	0,056	1,000	795,4

Quelle: Fraunhofer ISI

Um einen monatlichen Überblick über die Emissionen und Zertifikate zu erhalten, sind die monatlichen Summen in die Excel-Datei "**Monatsübersicht**" zu übertragen. In dieser Tabelle sind auch die jeweiligen ausgegebenen

Emissionsberechtigungen sowie Zukäufe und Verkäufe von Zertifikaten zu führen, um so den monatlichen Saldo der überschüssigen oder fehlenden Zertifikate einzusehen.

Tabelle I-22: Monatsübersicht für das HKW West (1.01.05 bis 31.03.05)¹²⁰

2005									
Zellen-nr.	Monat	THG-Emissionen (t CO ₂ e)	Bestand Emissionsberechtigungen Monatsanfang	Produktion KWK Strom (GWh)	Zugekaufte Zertifikate	Verkaufte Zertifikate	Netto Zertifikateveränderung	Aktueller Zertifikatestand Monatsende	% Anteil an Zuteilung
	KWK (Basisperiode)		733	27,16					
	Übertragung aus dem Vorjahr		0						
	Jähr. Ausgabe Berechtigungen		40.672						
1	Januar	3.937	40.672	3,65			0	36.796	9,68%
2	Februar	4.137	36.735	3,77			0	32.659	10,17%
3	März	6.238	32.598	6,38			0	26.421	15,34%
4	April	0	26.360				0	26.421	0,00%
5	Mai	0	26.360				0	26.421	0,00%
6	Juni	0	26.360				0	26.421	0,00%
7	Juli	0	26.360				0	26.421	0,00%
8	August	0	26.360				0	26.421	0,00%
9	September	0	26.360				0	26.421	0,00%
10	Oktober	0	26.360				0	26.421	0,00%
11	November	0	26.360				0	26.421	0,00%
12	Dezember	0	26.360				0	26.421	0,00%
13	Summe	14.312,2		13,8	0,0	0,0	0,0	333.663,9	

Quelle: Fraunhofer ISI

Fünfter Schritt: Emissionsbericht

Um der durch das TEHG vorgeschriebenen Berichtspflicht nachzukommen, ist vom HKW West ein jährlicher Emissionsbericht zu erstellen und bis zum 1. März des Folgejahres, d. h. für die Emissionen für 2005 bis zum 1. März 2006, bei der zuständigen immissionsschutzrechtlichen Genehmigungsbehörde Stelle – hier dem Regierungspräsidium Karlsruhe – einzureichen.

Wie genau die Berichterstattung auszusehen hat, d. h. welche Daten und wie diese zu übermitteln sind, steht noch nicht fest und wird derzeit zwischen den Länderbehörden und der DEHSt abgestimmt. Derzeit existieren jedoch die Berichterstattungs Vorgaben aus den *Monitoring*-Leitlinien, die wohl auch die Basis für die deutsche Berichterstattung bilden werden. Diese werden im Folgenden auf die 2004-Emissionen des HWK West angewandt. Sie bestehen aus vier verschiedenen Excel-Tabellenblättern (siehe auch *Excel-Tool* Berichterstattungsdatei):

¹²⁰ Da Teilanlagen im HKW West in Bereitschaft stehen, werden diese nicht 31 Tage im Monat gefahren, sondern wie hier Kessel 6/2 bspw. im Monat Januar nur 125h betrieben.

- In das erste Blatt sind dabei die **Anlagendaten** einzutragen (siehe Tabelle I-23).
- Im zweiten Tabellenblatt ist eine **Übersicht über die CO₂-Emissionen** zu erstellen (siehe Tabelle I-24). Für Stahlwerke o. Ä. ist ein spezielles *Memo-Item* vorgesehen, das für die Berichterstattung des weitergeleiteten CO₂ oder eingesetzter Biomasse anzuwenden ist.
- Im dritten Tabellenblatt sind die **Emissionen aus der Verbrennung** und die angewandten Genauigkeitsebenen einzutragen. Außerdem sind die Biomasse und Brennstoffgemische auszuweisen. Dieses Tabellenblatt ist für jedes Anlagenteil einzeln auszufüllen. Für das HKW West ist das Tabellenblatt zweifach zu kopieren und separat für den Kessel 6/2 (siehe Tabelle I-25), den Kessel 3 (auch wenn hier keine Emissionen angefallen sind) und den HID auszufüllen.
- Im vierten Tabellenblatt (siehe Tabelle I-26) sind die **prozessbedingten Emissionen** zu berichten. Auch hier sind Biomasse und gemischte Eingangsstoffe separat aufzuführen. Da für das HKW West keine prozessbedingten Emissionen anfallen, wird diese Tabelle leer abgebildet.

Tabelle I-23: Berichtsformat HKW West – Anlagendaten

Anlagendaten	Antwort
1. Name der Muttergesellschaft	Stadtwerke Karlsruhe GmbH
2. Name der Tochtergesellschaft	Stadtwerke Karlsruhe GmbH
3. Anlagebetreiber	Stadtwerke Karlsruhe GmbH
4. Anlage:	
4.1. Name	HKW West
4.2. Nummer der Genehmigung (1)	72B5-8823.12
4.3. EPER-Meldepflicht	Nein
4.4. EPER-Identifikationsnummer (2)	IVU 1.1
4.5. Anschrift/Stadt des Anlagestandorts	Karlsruhe
4.6. Postleitzahl/Land	76189/Baden-Württemberg
4.7. Anschrift des Standorts	Honsellstraße 35
5. Ansprechpartner:	
5.1. Name	Bernd Nagel
5.2. Anschrift/PLZ/Ort/Land	Honsellstraße 35/76189 Karlsruhe/Deut
5.3. Telefon	0721/599-3111
5.4. Fax	0721/599-3109
5.5. E-Mail	bernd.nagel@stadtwerke-karlsruhe.de
6. Berichtsjahr	2004
7. Durchgeführte Anhang I-Tätigkeit (3)	Feuerungsanlage
Tätigkeit 1	Kessel 6/2
Tätigkeit 2	Kessel 3
Tätigkeit 3	Hilfsdampfkessel

(1) Die Nummer wird im Rahmen des Genehmigungsverfahrens von der zuständigen Behörde vergeben.

(2) Nur auszufüllen, wenn die Anlage im Rahmen von EPER meldepflichtig ist und entsprechend der Genehmigung der Anlage nicht mehr als eine EPER-Tätigkeit durchgeführt wird. Die Angabe ist nicht obligatorisch und wird — neben der Bezeichnung und der Anschrift — lediglich zur genaueren Identifikation benötigt.

(3) Beispielsweise „Mineralölraffinerien“.

Quelle: Stadtwerke Karlsruhe

Tabelle I-24: Berichtsformat HKW West – Überblick über Anlagenteile und CO₂-Emissionen

Emissionen aus Anhang - I-Tätigkeiten						
Kategorien	IPCC CRF-Kategorie (1)	IPPC code der EPER Kategorie	Angewandter Ansatz? Berechnung / Messung	Unsicherheit (bei Messung) (2)	Ebenenkonzept geändert? Ja/Nein	Emissionen t/CO ₂
Tätigkeiten						
Tätigkeit 1	IPCC 1A1a2	IVU 1.1	Berechnung		Nein	31.557
Tätigkeit 2	IPCC 1A1a3	IVU 1.2	Berechnung		Nein	0
Tätigkeit 3	IPCC 1A1a4	IVU 1.3	Berechnung		Nein	6.919
Gesamt						38.477
Memo Items						
	Weitergeleitetes CO ₂					
	Weitergeleitete Menge	Weitergeleitetes Material	Für Verbrennung eingesetzte Biomasse	In Prozessen eingesetzte Biomasse	Biomasse Emissionen (3)	
Einheit	[tCO ₂]		[TJ]	[t or m ³]	[tCO ₂]	
Tätigkeit 1						
Tätigkeit 2						
Tätigkeit N						

(1) Beispielsweise „1. Industrieprozesse, A Mineralische Produkte 1. Kalkproduktion“.

(2) Nur auszufüllen, wenn die Emissionen anhand von Messungen ermittelt wurden.A1

(3) Nur auszufüllen, wenn die Emissionen anhand von Messungen ermittelt wurden.

Quelle: Stadtwerke Karlsruhe

Tabelle I-25: Berichtsformat Kessel 6/2 – Emissionen aus der Verbrennung

Tätigkeit 1	Kessel 6/2			
Anhang-I-Tätigkeit:	Feuerungsanlage			
Beschreibung der Tätigkeit:	Heizkraftwerke zur kommunalen Fernwärmeversorgung			
Fossile Brennstoffe				
Brennstoff 1				
Fossiler Brennstoff				
Art des Brennstoffs:	Erdgas			
		Einheit	Daten	Ebenenkonzept
	Tätigkeitsdaten	t or m ³	15.229.821	3a
		TJ	563.503	2
	Emissionsfaktor	tCO ₂ / TJ	0,056	2a
	Oxidationsfaktor	%	1	1
	Gesamtemissionen	tCO ₂	31.557	
Brennstoff 2				
Fossiler Brennstoff				
Art des Brennstoffs:	Heizöl leicht			
		Einheit	Daten	Ebenenkonzept
	Tätigkeitsdaten	t or m ³	0	3a
		TJ	0	3
	Emissionsfaktor	tCO ₂ / TJ	0,074	2a
	Oxidationsfaktor	%	1	1
	Gesamtemissionen	tCO ₂	0	
Biomasse und Brennstoffgemische				
Brennstoff M				
Biomasse/ Brennstoffgemisch				
Art des Brennstoffs (1):				
Biomasse-Anteil (0-100 % des Kohlenstoffgehalts):				
		Einheit	Daten	Ebenenkonzept
	Tätigkeitsdaten	t or m ³		
		TJ		
	Emissionsfaktor	tCO ₂ / TJ		
	Oxidationsfaktor	%		
	Gesamtemissionen	tCO ₂		
Tätigkeit insgesamt				
Gesamtemissionen (t CO₂) (2)	31.557			
Eingesetzte Biomasse insgesamt (TJ) (3)				

(1) Die Abfallarten sind unter Verwendung der Klassifikation des „Europäischen Abfallverzeichnisses“ (Entscheidung der Kommission 2000/532/EG vom 3. Mai 2000 zur Ersetzung der Entscheidung 94/3/EG über ein Abfallverzeichnis gemäß Artikel 1 Buchstabe a) der Richtlinie 75/442/EWG des Rates über Abfälle und der Entscheidung 94/904/EG des Rates über ein Verzeichnis gefährlicher Abfälle im Sinne von Artikel 1 Absatz 4 der Richtlinie 91/689/EWG über gefährliche Abfälle: <http://europa.eu.int/comm/environment/waste/legislation/a.htm> zu melden. Der jeweilige sechsstellige Code ist den Bezeichnungen der Abfallarten hinzuzufügen, die in der Anlage verwendet werden.

(2) Entspricht der Summe der Emissionen aus fossilen Brennstoffen und dem fossilen Anteil von Brennstoffgemischen.

(3) Entspricht dem Energiegehalt der reinen Biomasse und dem Biomasse-Anteil von Brennstoffgemischen.

Quelle: Stadtwerke Karlsruhe

Tabelle I-26: Berichtsformat – Prozessbedingte Emissionen

Tätigkeit N				
Anhang-I-Tätigkeit:				
Beschreibung der Tätigkeit:				
Verfahren, bei denen nur fossile Eingangsstoffe eingesetzt werden				
Verfahren I				
Art des Verfahrens:				
Beschreibung der Tätigkeit:				
Angewandte Berechnungsmethode (nur wenn in Leitlinien spezifiziert):				
		Einheit	Daten	Ebenenkonzept
	Tätigkeitsdaten	t or m ³		
	Emissionsfaktor	tCO ₂ / t oder tCO ₂ /m ³		
	Umsetzungsfaktor	%		
	Gesamtemissionen	tCO ₂		
Verfahren N				
Art des Verfahrens:				
Beschreibung der Tätigkeit:				
Angewandte Berechnungsmethode (nur wenn in Leitlinien spezifiziert):				
		Einheit	Daten	Ebenenkonzept
	Tätigkeitsdaten	t or m ³		
	Emissionsfaktor	tCO ₂ / t oder tCO ₂ /m ³		
	Umsetzungsfaktor	%		
	Gesamtemissionen	tCO ₂		
Verfahren mit Biomasse / gemischten Eingangsstoffen				
Verfahren M				
Beschreibung des Verfahrens:				
Beschreibung der Eingangsstoffe:A2				
Biomasse Anteil (% des Kohlenstoffgehalts) (1):				
Angewandte Berechnungsmethode (nur wenn in Leitlinien spezifiziert):				
		Einheit	Daten	Ebenenkonzept
	Tätigkeitsdaten	t or m ³		
	Emissionsfaktor	tCO ₂ / t oder tCO ₂ /m ³		
	Umsetzungsfaktor	%		
	Gesamtemissionen	tCO ₂		
Tätigkeit insgesamt				
Gesamtemissionen	(tCO₂)			
Biomasse gesamt	(t oder m³)			

[1] Die Abfallarten sind unter Verwendung der Klassifikation des „Europäischen Abfallverzeichnisses“ (Entscheidung der Kommission 2000/532/EG vom 3. Mai 2000 zur Ersetzung der Entscheidung 94/3/EG über ein Abfallverzeichnis gemäß Artikel 1 Buchstabe a) der Richtlinie 75/442/EWG des Rates über Abfälle und der Entscheidung 94/904/EG des Rates über ein Verzeichnis gefährlicher Abfälle im Sinne von Artikel 1 Absatz 4 der Richtlinie 91/689/EWG über gefährliche Abfälle: <http://europa.eu.int/comm/environment/waste/legislation/a.htm> zu melden. Der jeweilige sechsstellige Code ist den Bezeichnungen der Abfallarten hinzuzufügen, die in der Anlage verwendet werden.

Quelle: Stadtwerke Karlsruhe

Sechster Schritt: Verifizierung der Daten

Die Emissionsberichte für das HKW West sind noch nicht verifiziert worden. Bei der Verifizierung des Zuteilungsantrages sind folgende Erfahrungen gemacht worden:

1. Es bestand ein erheblicher Synergieeffekt mit den Validierungsanforderungen von EMAS/ISO 14001. Da der Gutachter im Rahmen von EMAS die Anlagen des HKW West bereits in Augenschein genommen hatte und Teile der Daten stichprobenartig bereits geprüft worden waren, konnte für die Verifizierung der Zuteilungsanträge der separate Vor-Ort-Termin entfallen.
2. Die Kosten für die Verifizierung können durch eine gemeinsame Beauftragung von EMAS-Validierung und Zuteilungsantrags-Verifizierung erheblich gesenkt werden. Wichtig ist, dass die Verifizierungsanforderungen bei Beauftragung bekannt sind, was beim Zuteilungsantrag nicht der Fall war. Die tatsächlichen Kosten sind dabei von den anfangs angenommenen Kosten erheblich abgewichen, da erst spät die Möglichkeit, mehrere Zuteilungsanträge abgeben zu können, erkannt wurde. Für das HKW West lagen die Kosten für alle drei Zuteilungsanträge (HKW West, Ahaweg, Waldstadt) bei ca. 3.800 € zzgl. Reisekosten.
3. Je früher die Beauftragung erfolgt, desto geringer sind die Kosten für die Verifizierung, da die Forderungen der Verifizierer gegen Ende der Antragsfrist erheblich steigen. Daher sollte auch bei der Verifizierung der Emissionsberichte früh mit der Beauftragung begonnen werden.

Siebter Schritt: Emissionsprognosen

Die Vorgehensweise für die Emissionsprognose wurde bereits in Schritt 2 erläutert.

